

2.17

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

Facultad de Ingeniería



ACIDIFICACION MATRICIAL EN POZOS
PETROLEROS

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



México, D. F.

1987



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 está 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.

I N D I C E .

		PAGINA
CAPITULO I.	INTRODUCCION.	I.1
CAPITULO II.	DAÑO A LA FORMACION.	II.1
II.1	Origen del daño a la formación.	II.1
II.1.1	Daño durante la operación de perforación.	II.1
II.1.2	Daño durante la operación de cementación de la tubería de revestimiento.	II.2
II.1.3	Daño durante las operaciones de terminación y reparación.	II.3
II.1.3.a	Daño durante los disparos.	II.3
II.1.3.b	Daño durante la introducción y empacamiento de la tubería de producción.	II.3
II.1.3.c	Daño durante la iniciación de la -- producción.	II.4
II.1.4	Daño durante las operaciones de estimulación.	II.4
II.1.5	Daño durante las operaciones de recuperación secundaria.	II.5
II.1.5.a	Daño durante la inyección de agua.	II.5
II.1.5.b	Daño durante la inyección de gas.	II.5
II.2	Mecanismos de daño.	II.5
II.2.1	Reducción a la permeabilidad absoluta de la formación.	II.6
II.2.1.a	Taponamiento de partículas dentro de la formación.	II.6
II.2.1.b	Hinchamiento y migración de las arcillas de la formación.	II.8
II.2.1.c	Taponamiento por asfaltenos.	II.8
II.2.2	Reducción en la permeabilidad relativa.	II.9
II.2.2.a	Incremento en la saturación de agua.	II.9
II.2.2.b	Mojabilidad al aceite.	II.9
II.2.3	Alteración de la viscosidad de los fluidos del yacimiento.	II.10

	PAGINA
II.3 Tipos de daño a la formación.	II.11
II.3.1 Daño por invasión de sólidos.	II.11
II.3.2 Daño por invasión de fluidos.	II.12
II.3.2.a Cambios en la mojabilidad del yacimiento.	II.12
II.3.2.b Cambios en la estructura de las arpillas.	II.13
II.3.3 Daño durante la fase de producción.	II.13
II.4 Efectos del daño sobre la productividad del pozo.	II.14
II.5 Determinación del daño a la formación.	II.15
II.5.1 Determinación en pruebas de laboratorio.	II.15
II.5.2 Determinación por pruebas de variación de presión.	II.15
II.5.3 Determinación por medio de registros geofísicos.	II.16
II.6 Evaluación del daño a la formación.	II.16
BIBLIOGRAFIA.	
II.16	II.18
CAPITULO III. ACIDOS Y ADITIVOS.	
III.1 Acidos de acidificación matricial.	III.1
III.1.1 Acidos inorgánicos.	III.2
III.1.1.a Acido clorhídrico.	III.2
III.1.1.b Acido fluorhídrico.	III.3
III.1.2 Acidos orgánicos.	III.4
III.1.2.a Acido acético.	III.5
III.1.2.b Acido fórmico.	III.6
III.1.3 Acidos en polvo.	III.6
III.1.4 Acidos mezclados.	III.7
III.1.4.a Acidos clorhídrico-fluorhídrico.	III.7
III.1.4.b Acidos fórmico-clorhídrico y acético-clorhídrico.	III.8
III.1.4.c Acidos fórmico-fluorhídrico y acético-fluorhídrico.	III.9
III.1.5 Estequiometría de las reacciones ácido-roca.	III.10

	PAGINA
III.1.5.a Estequiometría de las reacciones ácido-carbonatos.	III,10
III.1.5.b Estequiometría de las reacciones ácido-areniscas.	III.17
III.2 -- Aditivos de acidificación matricial.	III.20
III.2.1 Inhibidores de corrosión.	III.21
III.2.1.a Inhibidores orgánicos.	III.21
III.2.1.b Inhibidores inorgánicos.	III.22
III.2.1.c Factores que influyen en la efectividad de los inhibidores de corrosión.	III.22
III.2.2 Surfactantes.	III.25
III.2.3 Solventes mutuos.	III.26
III.2.4 Reductores de fricción.	III.27
III.2.5 Agentes desviadores.	III.28
III.2.6 Agentes secuestrantes de fierro.	III.29
III.2.7 Aditivos de limpieza.	III.30
BIBLIOGRAFIA.	III.32
CAPITULO IV. MODELOS DE ACIDIFICACION MATRICIAL.	IV.1
IV.1 Descripción de un modelo de acidificación matricial.	IV.1
IV.2 Aplicación de un modelo de acidificación matricial para un sistema de rápida reacción.	IV.6
IV.3 Predicción de la penetración del ácido dentro de las areniscas.	IV.8
IV.4 Modelo del crecimiento de un agujero de gusano en una acidificación matricial en carbonatos.	IV.9
REFERENCIAS.	IV.11
CAPITULO V. ACIDIFICACION MATRICIAL EN ARENISCAS.	V.1
V.1 Mecanismos de ataque del ácido.	V.2
V.1.1 Daño inducido por el ácido.	V.2
V.1.2 Efecto de la concentración del HF en la respuesta de la formación a la mezcla -- HF-HCl.	V.3

	PAGINA
V.1.3 Efecto del gradiente de presión en la respuesta de la formación a la mezcla HF-HCl.	V.3
V.1.4 Efecto de la composición de la matriz en la respuesta de la formación a la mezcla HF-HCl.	V.4
V.1.5 Efecto de la reacción de la mezcla HF-HCl en las propiedades mecánicas de la formación.	V.4
V.2 Predicción del radio de reacción del ácido.	V.5
V.3 Procedimiento de diseño de un tratamiento de acidificación en areniscas.	V.6
V.4 Ejemplo de cálculo de un diseño de acidificación en areniscas.	V.13
REFERENCIAS.	V.17
CAPITULO VI. ACIDIFICACION MATRICIAL EN ROCAS CALCAREAS.	VI.1
VI.1 Mecanismo de ataque del ácido.	VI.1
VI.2 Predicción del radio de reacción.	VI.2
VI.3 Procedimiento de diseño de una acidificación matricial a la roca carbonatada.	VI.4
VI.4 Ejemplo de diseño.	VI.6
REFERENCIAS.	VI.10
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	

CAPITULO I

I N T R O D U C C I O N

En la industria petrolera, la reducción en la producción de los pozos ha representado en la mayoría de los casos un problema relativamente complejo de resolver y, que en múltiples ocasiones ha requerido de tratamientos de estimulación para ser mejorada o restituida la producción de un pozo.

Esta reducción en la producción es resultado de una alteración en forma natural o inducida de las propiedades de la formación en la vecindad del pozo durante las etapas de perforación, terminación, reparación, producción y recuperación secundaria.

Esta alteración a las propiedades de flujo de los conductos porosos de la formación es generalmente conocida como daño, y puede variar desde una pequeña reducción a la permeabilidad, hasta un bloqueo total de las zonas productoras.

Una alternativa para eliminar efectivamente el daño es el tratamiento de acidificación matricial, el cual también se emplea en formaciones de porosidad interglanular y homogénea, donde se desea evitar el peligro de comunicar zonas de gas o agua por medio de fracturas inducidas.

La acidificación matricial es una técnica de estimula--

ción que consiste en la inyección de una solución ácida a través de los poros de la formación, a una presión mayor que la del yacimiento pero menor que la presión de ruptura de la misma.

Durante la acidificación matricial se debe tratar que la inyección de la solución ácida sea uniformemente radial, -- con la finalidad de lograr un incremento en la porosidad y permeabilidad de la formación acidificada.

El diseño de un tratamiento de acidificación matricial comprende el desarrollo de diversos estudios teóricos y experimentales, orientados a establecer el tipo y grado de intensidad del daño, tipo y concentración de ácido o ácidos, sus aditivos y el gasto de inyección a la formación.

En éste trabajo se describen los tipos de daño susceptibles a ser removidos con un tratamiento de acidificación a la matriz, así como las causas más comunes que dan su origen y -- los mecanismos del daño clasificados de acuerdo a como éste -- disminuye la permeabilidad y su evaluación.

También se describen los tipos de ácidos empleados frecuentemente en un tratamiento de acidificación a la matriz, -- clasificados de acuerdo a su origen y sus aplicaciones en función del tipo de formación a estimular, así como la estequiometría de las reacciones del ácido con la roca que se requiere

acidificar y una descripción de los aditivos que se emplean de acuerdo a las características del ácido y del tratamiento de acidificación a la matriz.

También se hace una descripción de los modelos de acidificación matricial y sus aplicaciones de acuerdo al tipo de formación a estimular.

Finalmente se describen detalladamente los mecanismos de ataque del ácido, efectos y procedimientos de diseño así -- como ejemplos de cálculo para una acidificación matricial en areniscas y en rocas calcáreas, mencionando las características y concentraciones de los ácidos adecuados para cada tipo de tratamiento.

CAPITULO II

DAÑO A LA FORMACION

II.1 Origen del daño a la formación

II.1.1. Daño durante la operación de perforación

II.1.2. Daño durante la operación de cementación de la tubería de revestimiento.

II.1.3. Daño durante las operaciones de terminación y reparación.

II.1.3.a. Daño durante los disparos

II.1.3.b. Daño durante la introducción y empacamiento de la tubería de producción

II.1.3.c. Daño durante la iniciación de la producción.

II.1.4. Daño durante las operaciones de estimulación.

II.1.5. Daño durante las operaciones de recuperación - secundaria.

II.1.5.a. Daño durante la inyección de agua.

II.1.5.b. Daño durante la inyección de gas.

II.2. Mecanismos de daño.

II.2.1. Reducción a la permeabilidad absoluta de la formación.

II.2.1.a. Taponamiento de partículas dentro de la formación.

II.2.1.b. Hinchamiento y migración de las arcillas de la formación.

II.2.1.c. Taponamiento por asfaltenos

II.2.2. Reducción en la permeabilidad relativa

- II.2.2.a. Incremento en la saturación de agua.
- II.2.2.b. Mojabilidad al aceite.
- II.2.3. Alteración de la viscosidad de los fluidos del yacimiento.
- II.3. Tipos de daño a la formación.
 - II.3.1. Daño por invasión de sólidos
 - II.3.2. Daño por invasión de fluidos.
 - II.3.2.a. Cambios en la mojabilidad del yacimiento.
 - II.3.2.b. Cambios en la estructura de las arcillas.
 - II.3.3. Daño durante la fase de producción.
- II.4. Efectos del daño sobre la productividad del pozo.
- II.5. Determinación del daño a la formación.
 - II.5.1. Determinación en pruebas de laboratorio.
 - II.5.2. Determinación por pruebas de variación de presión.
 - II.5.3. Determinación por medio de registro geofísicos.
- II.6. Evaluación del daño a la formación.

BIBLIOGRAFIA

CAPITULO II

DAÑO A LA FORMACION

El daño a la formación es la alteración total o parcial de las propiedades de flujo de los conductos porosos en la ve ci ndad del pozo, las perforaciones de los disparos y del yaci miento, el cual es originado en forma natural o inducida durante las operaciones realizadas a un pozo desde su etapa ini cial de perforación hasta su etapa final de recuperación secun daria. Este daño puede variar desde una pequeña reducción en la permeabilidad, hasta un bloqueo total de las zonas productoras, y se manifiesta como una reducción en la producción de un pozo. (1,2)

II.1. Origen del daño a la formación.

Las causas más comunes de que se origine un daño a la formación son principalmente durante las operaciones realizadas a un pozo, éstas son: perforación, cementación, terminación, reparación, estimulación, producción y recuperación secundaria. (1-4)

La forma en que cada una de ellas origina un daño es - la siguiente:

II.1.1. Daño durante la operación de perforación.

El lodo de perforación que se utiliza contiene sólidos

II.2

en suspensión, los cuales pueden bloquear los poros, conductos y fracturas naturales de la formación. El daño que se ocasiona puede ser más severo cuando hay una perforación sobre balanceada; es decir, cuando la presión de la columna hidrostática es mucho mayor que la presión del yacimiento. Este daño se manifiesta como una reducción en la permeabilidad debido a la compactación y taponamiento de los conductos porosos por finos de la formación y partículas del lodo de perforación.

La invasión del filtrado del lodo al interior de la formación puede causar la floculación, dispersión e hinchamiento de las arcillas en caso de que el lodo sea a base de agua. Debido a la acción de la barrena y tubería de perforación los poros o fracturas naturales en la vecindad del pozo también pueden ser selladas. (1-3)

II.1.2. Daño durante la operación de cementación de la tubería de revestimiento.

Una vez acondicionado el pozo para la cementación de la tubería de revestimiento, al ir introduciendo ésta al pozo, se está ejerciendo un efecto de pistón en la cara de la formación. Este efecto hace que los fluidos se filtren en mayor cantidad compactando el enjarre del lodo. Por otra parte, las lechadas de cemento pueden acarrear sólidos adicionales además de aguas incompatibles con la formación. Los productos químicos empleados para lavar el enjarre delante de las lecha

das de cemento pueden ocasionar cambios en la mojabilidad de la zona invadida por el filtrado de cemento, ya que éstos tienen una alta filtración hacia la formación. (1,2)

II.1.3. Daño durante las operaciones de terminación y reparación.

II.1.3.a. Daño durante los disparos.

Las perforaciones de los disparos pueden llegar a estar taponadas por restos de las cargas explosivas y sólidos del fluido de terminación, así la formación alrededor del disparo, también puede estar comprimida y compactada reduciendo la permeabilidad en la perforación del disparo. (1-3)

II.1.3.b. Daño durante la introducción y empacamiento de la tubería de producción.

Al introducir la tubería de producción junto con el empacador se provoca un efecto similar al originado por la introducción de la tubería de revestimiento. Al aumentar la presión diferencial contra la formación, se pueden ocasionar pérdidas de circulación y los sólidos del fluido de control son forzados a entrar en las fracturas naturales cercanas a la pared del pozo, ocasionando un taponamiento. Si ésta presión diferencial es alta, los sólidos también son la causa de que la perforación de los disparos se tapone. (1,2)

II.1.3.c. Daño durante la iniciación de la producción.

El daño puede ser causado por la circulación de fluidos incompatibles con la formación y por las pérdidas de arcillas y otros finos de la formación en el interior de las perforaciones de los disparos. El daño también puede ser resultado de la depositación e incrustación de arcillas en la perforación de los disparos, cuando se está circulando un fluido de limpieza en el pozo. (1-3).

II.1.4. Daño durante las operaciones de estimulación.

Las perforaciones de los disparos, poros y fracturas naturales de la formación pueden ser taponadas con sólidos contenidos en un fluido de control de un pozo cuando éste es filtrado a la formación debido al empuje del colchón inicial del tratamiento.

En un tratamiento de acidificación en areniscas con ácido fluorhídrico se puede ocasionar la precipitación de productos insolubles en caso de que el diseño del tratamiento no sea el adecuado. (1)

El daño en ésta operación no puede ser prevenido, por lo que es necesario observar el pozo en operación. (1-3)

II.1.5. Daño durante las operaciones de recuperación secundaria.

II.1.5.a. Daño durante la inyección de agua.

Si el agua de inyección contiene surfactantes mojables por aceite se puede originar que la formación sea mojable por el mismo fluido, a éstas condiciones, puede ocurrir la creación de emulsiones en la formación adyacente al pozo. También si - el agua de inyección contiene aceite en exceso, productos para inhibir la corrosión de la tubería y bacterias el daño llega a ser muy severo, al igual si el agua es incompatible con la formación.

II.1.5.b. Daño durante la inyección de gas.

El pozo, perforaciones de los disparos, poros cavernas y fracturas naturales de la formación pueden llegar a ser taponados con escamas y otros sólidos acarreados por el gas inyectado por la tubería. También el contenido de condensados en el gas puede ocasionar una saturación de aceite alrededor del pozo, haciendo que la zona de inyección sea mojable por - aceite ocasionando la creación de una emulsión en la cara de la formación. (1-3)

II.2. Mecanismos de daño. (1,2)

En un sistema de flujo radial, cualquier reducción a la permeabilidad alrededor del agujero resulta una seria re-

ducción en la productividad. En un sistema de flujo lineal, algunos taponamientos en la cara de la fractura pueden ser tolerados por la gran área que éstas representan. Sin embargo, el taponamiento de la fractura da como resultado una seria reducción en la permeabilidad.

Los mecanismos de daño se pueden clasificar de acuerdo como éste disminuye la permeabilidad.

- 1.- Reducción a la permeabilidad absoluta de la formación.
- 2.- Reducción a la permeabilidad relativa.
- 3.- Alteración de la viscosidad de los fluidos del yacimiento.

II.2.1. Reducción a la permeabilidad absoluta de la formación.

Esta reducción es resultado del taponamiento de los canales de flujo por partículas inherentes o inducidas y puede ser originada de las siguientes formas:

- a) Taponamiento de partículas dentro de la formación.
- b) Hinchamiento y migración de arcillas de formación.
- c) Taponamiento por asfaltenos.

II.2.1.a. Taponamiento de partículas dentro de la formación.

El sistema poroso provee una senda tortuosa al pozo, los fluidos que se mueven a través de ésta, están sujetos a frecuentes cambios de dirección y velocidad arrastrando partí

culas.

El movimiento de las partículas que son arrastradas por los fluidos, también se ve afectado por la mojabilidad y por las fases de fluido en el sistema poroso. Por ejemplo, en una situación de producción normal, en una zona de hidrocarburos el sistema poroso está mojado por agua, es decir, que el aceite fluye por el centro de los poros. Cuando las arcillas y -- otros finos están mojados por agua, éstas partículas son atraídas y sumergidas en la envoltura de agua. Así sus efectos de movimiento y taponamiento ocurren primero con el flujo de -- agua. A bajas saturaciones de agua y si el flujo es mínimo, éstas partículas no causarán problemas. Sin embargo, si las -- partículas llegan a estar mojadas total o parcialmente por -- aceite, éstas se moverán con el flujo de aceite y la tendencia a la formación de "puentes" puede dar como resultado un daño por taponamiento más severo.

También el filtrado puede producir el flujo de la fase líquida, en las operaciones de terminación y reparación de un pozo cuando éste es llenado con un fluido de control en donde el sistema poroso llega a contener una alta concentración de éste fluido. Un filtrado de agua al ser producido a altos gas tos causa un severo taponamiento debido al "puenteo" de las -- partículas inherentes de la formación que son arrastradas a -- través del sistema poroso.

II.2.1.b. Hinchamiento y migración de las arcillas de formación.

Necesariamente todas las areniscas contienen arcillas como un revestimiento o capa protectora en forma individual de los granos de arena y/o partículas discretas mezcladas con las arenas. Las rocas carbonatadas también pueden contener arcillas. Frecuentemente, éstas arcillas con encapsuladas en la roca y no son afectadas por la invasión de fluidos.

Toda arcilla tiene la capacidad de emigrar cuando entra en contacto con un fluido extraño que altere su comportamiento iónico. Como se mencionó, altos gastos de flujo son su ficientes para causar la migración de las partículas. Así, -- cualquier arcilla u otras partículas finas están consideradas a ocasionar un daño a la formación. El grado del daño depende rá del tipo y concentración de arcillas o partículas presentes y de su relativa posición en la roca, de la severidad en el cambio iónico y del gasto de flujo del fluido.

II.2.1.c. Taponamiento por asfaltenos.

Las reducciones en la presión y temperatura acompañadas con el flujo de aceite el cual contiene grandes cantidades de materiales asfálticos o parafínicos puede dar como resultado la depositación de éstos materiales en la formación. La depositación puede reducir la permeabilidad de la formación por el bloqueo de los espacios porosos o un cambio en -

la mojabilidad de la formación. (1-3)

II.2.2. Reducción en la permeabilidad relativa.

Esta reducción es originada por las siguientes causas:

- a) Incremento en la saturación de agua.
- b) Mojabilidad al aceite.

II.2.2.a. Incremento en la saturación de agua.

El incremento en la saturación de agua en la vecindad del pozo, es resultado de la invasión del filtrado o interdigitación o confinación del agua de formación. La invasión del filtrado normalmente está ocasionando un bloqueo por agua. La reducción en la productividad de un pozo depende del grado de saturación de agua y del radio de la zona afectada del pozo. La geometría de los poros asociados con el área superficial, afecta los cambios de permeabilidad relativa, al disminuir el volumen de los poros debido a las partículas transportadas dentro del yacimiento, se incrementa su área superficial. Por lo tanto, las posibilidades de incrementar la permeabilidad relativa al agua aumentan conforme al incremento de saturación de agua, dejando un menor espacio disponible para el flujo de aceite.

II.2.2.b. Mojabilidad al aceite.

La mojabilidad al aceite puede ser un resultado de --

los materiales activos de superficie (surfactantes) acarreados por los fluidos de perforación o reparación o en varios tipos de fluidos de tratamiento al pozo. Algunas veces éste cambio causa efectos en la productividad del pozo dependiendo del radio del área afectada y de la reducción en la permeabilidad relativa al aceite. Un gran porcentaje de reducciones a la permeabilidad relativa ocurren cuando las rocas tienen una baja permeabilidad. (1.2)

II.2.3. Alteración de la viscosidad de los fluidos del yacimiento.

El taponamiento de la formación puede ocurrir debido a la presencia de emulsiones en los poros de la formación.

En una situación de flujo radial, la reducción en la productividad de un pozo depende de la viscosidad de la emulsión y del radio del área afectada. Las emulsiones de agua en aceite generalmente exhiben mayores viscosidades que las emulsiones de aceite en agua.

El bloqueo por emulsiones ocurre cuando el aceite es inyectado a la formación ocasionando una emulsificación con el agua de formación, o cuando entran a la formación aguas extrañas que ocasionan una mezcla con la fase de aceite. Este bloqueo por emulsiones exhibe un efecto de "válvula check", el cual puede ser detectado con estudios de productividad e inyectividad.

Las emulsiones son estabilizadas por los surfactantes y por pequeñas partículas. Generalmente, la mojabilidad del yacimiento y de las partículas finas son un factor muy importante en la estabilidad de las emulsiones ya que determinan su fase continúa.

Las formaciones mojadas por aceite tienen la tendencia a formar emulsiones más estables y de viscosidades más altas - que las mojadas por agua. (1.2)

II.3. Tipos de daño a la formación.

II.3.1. Daño por invasión de sólidos. (1.2)

El taponamiento por sólidos ocurre en la cara de la formación, las perforaciones de los disparos y la formación misma. Los sólidos en diferentes variedades de tamaños pueden ser fácilmente transportados hacia el yacimiento durante la formación del enjarre. Los sólidos más grandes ocasionan un daño por la formación de "puentes" en la parte inferior de la pared del pozo, éstos pueden depositarse entre los granos de la roca, cerca de zonas con barreras verticales, haciendo imposible su remoción. Algunas veces, dependiendo de la relación de tamaños y la manera en que se depositan, éstos sólidos pueden ser removidos con el flujo de contracorriente.

Los sólidos más pequeños que son acarreados dentro de

los poros de la formación llegan a formar minúsculos enjarres dentro del sistema, iniciando un taponamiento que puede ser - muy efectivo.

II.3.2. Daño por invasión de fluidos. (1,2)

El contacto con el fluido extraño es la causa principal del daño a la formación. Este fluido puede ser un lodo de perforación, de terminación, reparación, estimulación o el mismo fluido del yacimiento si sus características originales son alteradas. (1-3)

Esta invasión de fluidos puede llegar a causar:

- a) Cambios en la mojabilidad del yacimiento.
- b) Cambios en la estructura de las arcillas.

II.3.2.a. Cambios en la mojabilidad del yacimiento.

La saturación de los fluidos es alterada por la invasión del filtrado que contiene agentes tensoactivos, éstos - al cambiar la tensión superficial de los fluidos contenidos - dentro del yacimiento alteran su mojabilidad.

La mojabilidad se define como el ángulo de contacto - entre la interfase de los fluidos con la superficie sólida. - En medios porosos sus efectos se manifiestan principalmente - por la relación de presión capilar con la saturación del - -

fluido.

II.3.2.b. Cambios en la estructura de las arcillas.

Cada mineral arcilloso tiene sus características y propiedades que dependen de su estructura y composición. Estas características hacen que se comporten en forma diferente ante la presencia de un fluido y los iones que éste pudiera contener, la característica más importante es la capacidad del intercambio iónico por el agua que entra en contacto con las arcillas.

II.3.3. Daño durante la fase de producción.⁽¹⁾

Los inhibidores de corrosión y los de parafinas si -- llegan a estar en contacto con la zona productiva causan una reducción en la permeabilidad. Por otra parte, el asfalto puede depositarse alrededor del agujero en pozos productores de aceite asfáltico de viscosidad relativamente alta, y la depositación del asfalto causa que la formación quede mojada por aceite produciendo emulsiones alrededor del pozo. Los pozos -- de yacimientos cuya presión está agotada, son más susceptibles a la depositación de parafinas o asfalto.

Cuando los fluidos fluyen hacia el pozo, se incrementa la velocidad de los mismos, en su trayectoria, los fluidos arrastran pequeñas partículas de sólidos que van depositándose en la zona vecina al pozo. Esta constante depositación ori

gina que en determinado momento se obturen los poros de la --
formación, ocasionando una reducción en la permeabilidad. (1)

II.4. Efectos del daño sobre la productividad del pozo. (4)

Como antes se mencionó, el daño en la vecindad del pozo afecta a la producción del yacimiento. En éste caso, el índice de productividad tendrá un valor menor al original debido al efecto que ocasiona el daño; es decir, para una misma caída de presión se obtendrá un menor gasto.

La relación de productividades es un parámetro que --
sirve para conocer la situación productiva de un pozo con respecto a las condiciones originales. Dicha relación, para una misma caída de presión, es decir presión de fondo estática --
(Pfe) menos presión de fondo fluyendo (Pff) es:

$$J/J_0 = q_0/q_1 \quad \text{---} \quad (1)$$

Se sabe que el índice de productividad original (J_0) se define como:

$$J_0 = q_{01}/P_{fe}-P_{ff} \quad \text{---} \quad (2)$$

donde q_{01} es el gasto original, es decir cuando no existe daño y q_0 es el gasto actual cuando existe un daño.

La Figura II.1 muestra esquemáticamente la distribución ideal de permeabilidades alrededor del pozo cuando la --

formación está dañada. En donde la zona dañada de permeabilidad k_d se extiende una distancia r_d medida desde el eje del - pozo, tomando en consideración que el daño es mayor cerca de la pared del pozo y va disminuyendo a lo largo de r_d .

11.5. Determinación del daño a la formación (5).

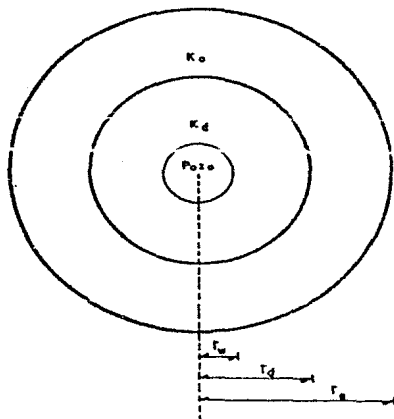
11.5.1. Determinación en pruebas de laboratorio.

Esta se lleva a cabo por medio de un sistema de prueba que simula las condiciones del yacimiento, así como aquellas bajo las cuales se provocó el daño. Para ésta determinación se corta un núcleo de roca de la formación y se emplean lodos de perforación, fluidos de tratamiento y otros que tengan las mismas características de los del yacimiento o bien aceites minerales que los suplan, el aparato de prueba es un permeámetro.

Mediante ésta prueba se determina la magnitud del daño así como la forma de removerlo.

11.5.2. Determinación por pruebas de variación de presión.

El objetivo de las pruebas de variación de presión, - es obtener información del sistema roca-fluidos y del pozo. A partir del análisis de las variaciones de presión, se obtiene la información necesaria para evaluar el daño a la formación.



k_o = Permeabilidad de la zona no dañada.

k_d = Permeabilidad de la zona dañada.

r_w = Radio del pozo.

r_d = Radio de la zona dañada.

r_e = Radio de drenaje.

Figura II.1 Distribución ideal de permeabilidades alrededor del pozo cuando la formación se encuentra dañada.

II.5.3. Determinación por medio de registros geofísicos. (6)

Entre los diferentes tipos de registros geofísicos conocidos, cabe hacer mención de los siguientes por sus características para la determinación y evaluación del daño.

Registro doble inducción laterlog (2IL-LL8)

Registro doble laterolog (DLL-MSFL).

Estos registros sirven para determinar las resistividades de las zonas dañadas y no dañadas. Por medio de la obtención del diámetro de invasión del filtrado (rd) como la profundidad del daño (da), es posible obtener el diámetro de invasión del filtrado haciendo intervenir el radio del pozo (rw), de acuerdo al perfil de resistividades mostrado en la Figura II.2.

II.6. Evaluación del daño a la formación. (5)

El daño a la formación causado por la invasión de lodo, filtrado de cemento, etc., distorsionará la curva de incremento de presión en los tiempos iniciales de cierre. El daño a la formación causará una caída adicional de presión en la distribución de presión en el agujero, ésta caída adicional de presión es denominada "efecto de daño", de acuerdo a la Figura II.3., en un período corto después del cierre, la presión del pozo se incrementará una cantidad ΔP_s . Cuantitativamente

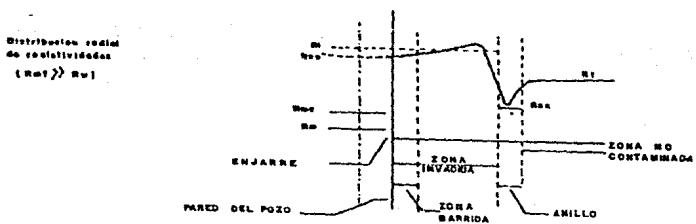
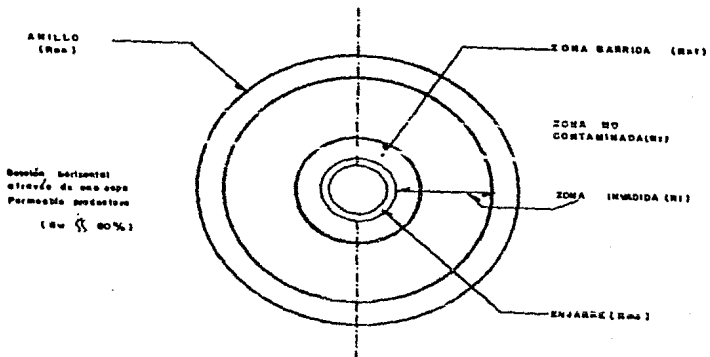


Figura 11.2 Perfil de resistividades dentro de la formación.

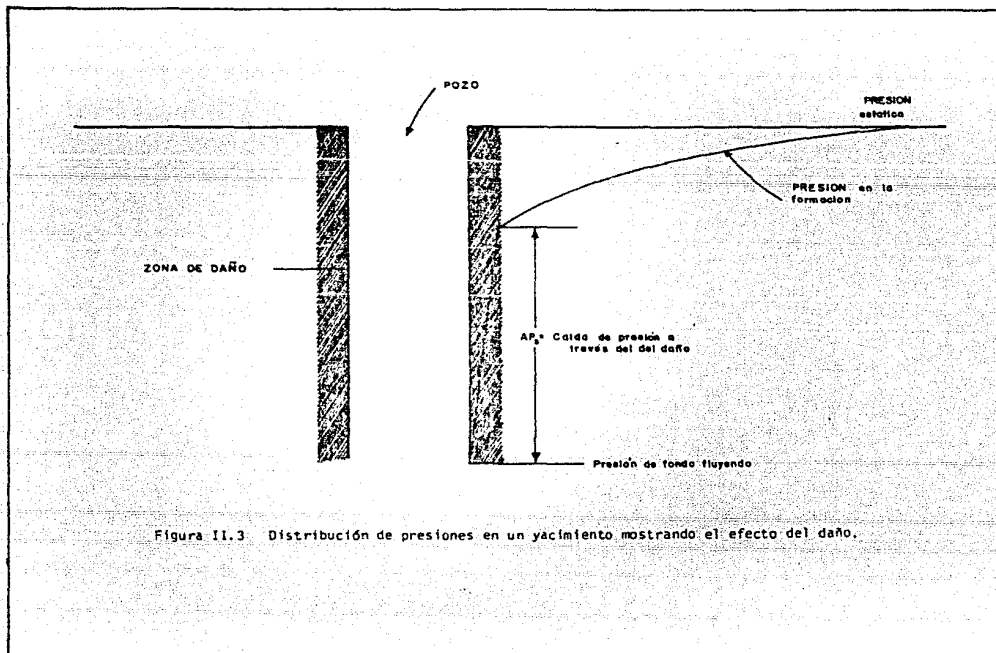


Figura II.3 Distribución de presiones en un yacimiento mostrando el efecto del daño.

éste factor de daño (S), definido por Everdingen y Hurst, (7) puede calcularse con la ecuación.

$$S = 1.151 \frac{P_{1 \text{ hora}} - P_{ff}}{m} - \log (k_o/\phi \mu C r_w^2) + 3.23 \quad \text{---(3)}$$

donde:

- S = Factor adimensional
- $P_{1 \text{ hora}}$ = Presión de cierre a una hora, leído en la línea recta, en la Figura II.4 en lb/pg².
- m = Pendiente de la línea recta en lb/pg²/ciclo.
- K_o = Permeabilidad de la formación en md.
- ϕ = Porosidad de la formación en fracción.
- μ = Viscosidad del fluido en cp.
- r_w = Radio del pozo en pg.
- C = Compresibilidad total de los fluidos y de la formación en (lb/pg²)⁻¹

La caída de presión puede calcularse de la siguiente manera:

$$\Delta P_s = m \times 0.875 \quad \text{--- (4)}$$

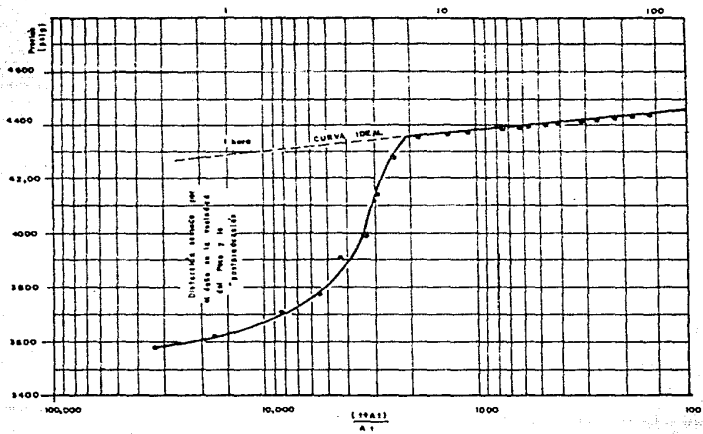


Figura 11.4 Curva del incremento de presión mostrando los efectos del daño y la postproducción.

B I B L I O G R A F I A

- 1.- Allen, Thomas O. and Roberts, Alan P.
"PRODUCTION OPERATIONS"
Oil & Gas Consultants International Inc.
Capitulo 5 "Formation Damage".
Tulsa.
- 2.- Islas, Carlós S.
"APUNTES DE ESTIMULACION DE POZOS"
Facultad de Ingeniería, UNAM.
- 3.- Mcleod, Harry O.
"MATRIX ACIDICING".
- 4.- Grubb, W.E. and Martin, F.G.
"A GUIDE TO CHEMICAL TREATMENTS"
Petroleum Engineer Publication, Mayo 1963.
- 5.- Rodríguez, R.N.
"APUNTES DE EVALUACION DE LA PRODUCCION"
Facultad de Ingeniería, UNAM
- 6.- Lira, C.S.
"APUNTES DE REGISTROS GEOFISICOS DE POZOS PETROLEROS"
Facultad de Ingeniería, UNAM.

CAPITULO III

ACIDOS Y ADITIVOS

III.1 Acidos de acidificación matricial

III.1.1. Acidos Inorgánicos

III.1.1.a. Acido clorhídrico

III.1.1.b. Acido fluorhídrico

III.1.2. Acidos Orgánicos

III.1.2.a. Acido acético

III.1.2.b. Acido fórmico

III.1.3. Acidos en polvo

III.1.4. Acidos mezclados

III.1.4.a. Acidos clorhídrico-fluorhídrico

III.1.4.b. Acidos acético-clorhídrico y fórmico-clorhídrico.

III.1.4.c. Acidos fórmicos-fluorhídrico y acético-fluorhídrico.

III.1.5. Estequiometría de las reacciones ácido-roca.

III.1.5.a. Estequiometría de las reacciones ácido-carbonatos.

III.1.5.b. Estequiometría de las reacciones ácido-carbonatos.

III.2. Aditivos de acidificación matricial

III.2.1. Inhibidores de Corrosión.

III.2.1.a. Inhibidores Orgánicos

III.2.1.b. Inhibidores Inorgánicos

III.2.1.c. Factores que influyen la efectividad de los inhibidores de co-

rosión.

- 111.2.2. Surfactantes
- 111.2.3. Solventes Mutuos.
- 111.2.4. Reductores de Fricción
- 111.2.5. Agentes Desviadores
- 111.2.6. Agentes Secuestrantes de Fierro
- 111.2.7. Aditivos de Limpieza

BIBLIOGRAFIA

CAPITULO III ACIDOS Y ADITIVOS

Debido a la gran variedad de formaciones encontradas en el subsuelo, se ha tenido la necesidad de desarrollar diferentes tipos de ácidos para ser aplicados en un tratamiento de acidificación para cualquier formación que contenga hidrocarburos.

III.1. Acidos de Acidificación Matricial. (2)

Los ácidos frecuentemente empleados en un tratamiento de acidificación a la matriz se clasifican de la siguiente manera:

- 1.- Acidos Inorgánicos.
 - a). Acido clorhídrico (HCl).
 - b). Acido fluorhídrico (HF).
- 2.- Acidos Orgánicos
 - a). Acido fórmico (HCOOH).
 - b). Acido acético (HCH₃CO₂).
- 3.- Acidos en Polvo
 - a). Acido sulfámico.
 - b). Acido cloracético.
- 4.- Acidos Mezclados.
 - a). Acidos clorhídrico - fluorhídrico.
 - b). Acidos acético - clorhídrico
 - c). Acidos fórmico - clorhídrico.
 - d). Acidos acético - fluorhídrico.
 - e). Acidos fórmico - fluorhídrico.

III.1.1. Acidos Inorgánicos.

III.1.1.a. Acido clorhídrico (HCl).

Normalmente la concentración del HCl usada en el campo es del 15% en peso, sin embargo las concentraciones pueden variar desde el 5% hasta el 28% según los requerimientos del tratamiento de acidificación.

El HCl es el tipo de ácido que más se emplea en una estimulación química, ya que es muy eficiente para mejorar la permeabilidad de la formación y porque su costo es relativamente el más bajo. Sin embargo, a causa de su alto poder iónico el HCl es muy corrosivo. (3)

Para la acidificación matricial de areniscas se inyecta, antes del fluido de tratamiento, un bache inicial de HCl en concentraciones del 5 al 15% en peso, con el objeto de crear las condiciones adecuadas para el tratamiento, (ver capítulo V). (4)

En la acidificación matricial de carbonatos, el HCl se utiliza como fluido de tratamiento en concentraciones del 15 al 28% para disolver calizas, dolomías y otros carbonatos, (ver capítulo VI). (1.5)

La principal desventaja del HCl es su alta corrosividad, que es especialmente significativa y difícil de contro-

III.3

lar a temperaturas alrededor de 250°F. Generalmente, a causa de la temperatura de formación, el tratamiento requiere de un ácido que sea menos corrosivo que el ácido clorhídrico. (2)

III.1.1.b. Acido fluorhídrico (HF).

La concentración de HF usada generalmente en el campo es del 3% en peso en combinación con el 12% de HCl. Este ácido es empleado exclusivamente en tratamientos de acidificación a la matriz arenisca, por su habilidad para disolver sílice - (arena) o silicatos y por su capacidad para disminuir el daño a la permeabilidad ocasionado por la migración de arcillas dentro de la formación o por el lodo de perforación. (1,4)

Una de las consideraciones que se deben de tomar en cuenta es que el ácido fluorhídrico nunca debe ser usado en formaciones carbonatadas.

Algunas de las precauciones que se deben de considerar cuando se emplea ácido fluorhídrico en un tratamiento de acidificación son las siguientes:

a).- El contenido de caliza o dolomía en la formación.

El HF reacciona con la caliza o dolomía formando fluoruro de calcio o magnesio el cual tiene una solubilidad -- muy limitada y si la formación contiene caliza o dolomía en alto grado, puede ocurrir una precipitación secunda--

ria de fluoruro de calcio o magnesio, dando como resultado una reducción en la permeabilidad.

b).- El contacto con una salmuera de calcio o magnesio.

Si el HF se encuentra en contacto con una salmuera de calcio o magnesio, el producto de ésta será el fluoruro de calcio o magnesio, formando un daño.

c).- La incompatibilidad y la precipitación secundaria.

Quando el HF reacciona con silicatos o con sílice, uno de los productos de la reacción es el ácido fluosilícico, éste ácido a su vez reacciona con sales de sodio o potasio formando fluosilicatos de sodio o potasio los cuales tienen una solubilidad muy limitada y puede ocurrir una precipitación secundaria. (4)

III.1.2.- Ácidos Orgánicos

Las principales características de los ácidos orgánicos son su baja corrosividad y su fácil inhibición a altas temperaturas. Estos ácidos son usados principalmente en operaciones que requieren de un mayor tiempo de contacto del ácido con la tubería del pozo.

III.1.2.a. Acido acético (HCH_3CO_2).

Generalmente el ácido acético se encuentra disponible como una solución al 10% en agua. a ésta concentración, los productos de la reacción (acetatos de calcio y magnesio) normalmente son solubles al ácido gastado.

La acción corrosiva del ácido acético puede ser minimizada a altas temperaturas empleando inhibidores de corrosión. Este ácido fué diseñado para permitir que el tiempo de contacto del ácido con la tubería se extienda hasta por días sin -- llegar a causarle algún daño. Con base en su costo por unidad de poder disolvente, el ácido acético resulta más costoso que el HCl o el HF; éste alto costo, hace que generalmente se use en pequeñas cantidades y solo en ocasiones especiales de tratamientos de acidificación. (2)

Debido a sus características, el ácido acético es empleado frecuentemente como fluido de disparo en formaciones de calizas.

Algunas ventajas del ácido acético son: (1)

- 1.- El ácido acético se aísla en forma natural contra la precipitación de hierro.
- 2.- No causa fragilización o fatiga en la resistencia de la tubería.

3.- No corroe aluminio.

III.1.2.b. Acido fórmico (HCOOH).

De los ácidos orgánicos empleados en los tratamientos de acidificación, el ácido fórmico tiene el peso molecular más bajo. Este ácido es sustancialmente más fuerte que el acético, aunque es más débil que el clorhídrico.

La principal ventaja del ácido fórmico es su bajo costo, aunque ésto es parcialmente compensado por la mayor dificultad que presenta para ser inhibida su acción corrosiva a altas temperaturas, ya que se requiere una alta concentración de inhibidores, en éste caso, el costo de su uso difiere un poco con el ácido clorhídrico.⁽²⁾

III.1.3. Acidos en Polvo.

El empleo de éstos ácidos es restringido, y se limita a pozos lejanos en los cuales se disponga de alguna manera -- con suficiente agua ya que el transporte de ácido líquido resultaría muy costoso.

Los ácidos en polvo son cristales fácilmente solubles en agua. En base a su poder disolvente, éstos ácidos resultan más costosos que el clorhídrico. Sin embargo, en los casos antes mencionados, representan ahorros significativos, ya que los cargos por transportación son eliminados.

III.7

Los ácidos en polvo empleados normalmente en un tratamiento de acidificación son el cloracético y el sulfámico.

El cloracético es más fuerte y más estable que el sulfámico, y generalmente es preferido sobre éste. Debido a que el ácido sulfámico se descompone a una temperatura cercana a los 180°F formando ácido sulfúrico, el cual reacciona con la caliza o carbonato de calcio causando la precipitación del -- sulfato de calcio el cual tiene una muy limitada solubilidad; por lo que, el ácido sulfámico no es recomendable para aplicaciones en donde las temperaturas de formación estén por encima de los 180°F. (1,2)

III.1.4. Acidos Mezclados.

III.1.4.a. Acidos clorhídrico - fluorhídrico (HCl-HF).

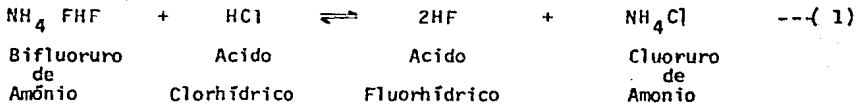
Normalmente en ésta mezcla, los ácidos tienen una concentración de 3% de HF y 12% de HCl, aunque también pueden tener concentraciones de 6% de HF y 9% de HCl o 9% de HF y 6% de HCl, según los requerimientos del tratamiento de acidificación que se aplique. (2)

Esta mezcla de ácidos es empleada para remover el daño causado por el lodo de perforación, filtrado de agua, hinchamiento o migración de arcillas y otras partículas que taponeen los canales de flujo de la formación, en general la mezcla se emplea para tratamientos de acidificación de arenis-

cas. (2-4,6).

En la mezcla el ácido clorhídrico no disolverá arenas o arcillas, sólo algunos carbonatos que puedan estar presentes en la formación y parcialmente deshidratará a las arcillas hinchadas por el contacto con el agua, además de prevenir la precipitación de los productos originados por la reacción del --HF. En contraste con el ácido clorhídrico, el ácido fluorhídrico tiene la habilidad de disolver sílice o silicatos tales como arcillas, limos, lutitas y feldespatos.

Generalmente el ácido fluorhídrico de la mezcla es obtenido mediante la reacción del HCl con el bifloruro de amonio de acuerdo a la ecuación:



III.1.4.b. Acidos acético - clorhídrico y fórmico - clorhídrico.

Estas mezclas de ácidos, son útiles en una acidificación de carbonatos y han sido diseñadas para aprovechar el bajo costo del HCl, simultáneamente con la baja corrosividad a altas temperaturas de los ácidos orgánicos, que es en donde resulta muy costoso controlar la corrosividad del HCl.

El empleo del ácido orgánico prolonga el tiempo de - -

III.9

reacción de la mezcla, propiciando un incremento en la profundidad de penetración que la mezcla alcanza con capacidad de reacción. (2)

De éstas mezclas de ácidos la que más se ajusta a los requerimientos deseados es la acético - clorhídrico. Esta mezcla se usa generalmente en concentraciones de 15% de HCl - 10% de ácido acético y sus ventajas son:

- 1.- El ácido acético aísla el hierro y previene la formación de hidróxido de hierro que es un precipitado insoluble.
- 2.- Provee de una alta potencia al ácido y una baja acción corrosiva.
- 3.- Reduce la formación de lodo asfáltico y la emulsificación con el ácido gastado.
- 4.- La mezcla mantiene el pH bajo minimizando la hidratación hinchamiento y floculación de las arcillas. (1)

III.1.4.c. Ácidos fórmico - fluorhídrico y acético - fluorhídrico.

Estas mezclas se utilizan en tratamientos de acidificación en areniscas, en donde se combina el poder disolvente -- del ácido fluorhídrico con la baja acción corrosiva de los ácidos orgánicos. La corrosividad de éstas mezclas es menor -- que la mezcla HF-HCl, por lo que se utiliza en formaciones de

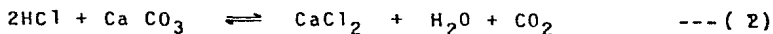
alta temperatura por su fácil inhibición. En éstos casos, la mezcla que frecuentemente es empleada es la del acético - fluorhídrico. (1)

III.1.5. Estequiometría de las reacciones ácido - roca. (2)

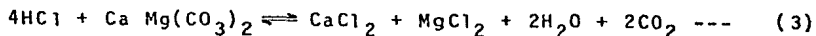
El término "estequiometría", se refiere a la determinación de las masas con que se combinan los elementos; en un sentido más amplio, se aplica a las relaciones ponderadas en las fórmulas y ecuaciones químicas. Esas relaciones son fáciles de determinar en las reacciones de carbonato de calcio o dolomita con ácido clorhídrico, sin embargo, cuando la reacción del carbonato ocurre en forma natural, ésto resulta más complicado de determinar debido a la presencia de otros minerales que también reaccionan con el ácido clorhídrico.

III.1.5.a. Estequiometría de las reacciones ácido-carbonatos.

Los ácidos comunmente utilizados para tratar formaciones carbonatadas son el clorhídrico (HCl), el fórmico (HCOOH) y el acético (CH₃COOH). Todos éstos ácidos reaccionan con los carbonatos formando bióxido de carbono (CO₂), agua (H₂O) y una sal de calcio o magnesio. Sus reacciones son:



y



Estas ecuaciones indican la estequiometría de la reacción. Por ejemplo, la ecuación (2, indica que 2 moles de ácido clorhídrico (HCl) reaccionan con 1 mole de calcita (carbonato de calcio CaCO_3) para crear 1 mole de cloruro de calcio (CaCl_2), 1 mole de agua (H_2O) y 1 mole de bióxido de carbono (CO_2). Los números que multiplican las moles de los componentes requeridos en la reacción (por ejemplo "2" HCl), se conocen como coeficientes estequiométrico. Combinando la ecuación (1 con los datos del peso molecular para cada componente (dado en la Tabla III.1) se calcula la cantidad de ácido requerido para disolver una determinada cantidad de carbonato.

Tabla III.1 Peso molecular de los componentes en la reacción del HCl con carbonatos.

<u>Compuesto</u>	<u>Fórmula química</u>	<u>Peso molecular</u>
Acido clorhídrico	HCl	36.47
Carbonato de calcio (calcita)	CaCO_3	100.09
Carbonato de calcio y magnesio (dolomita)	$\text{Ca Mg (CO}_3)_2$	184.3
Cloruro de calcio	CaCl_2	110.99
Cloruro de magnesio	MgCl_2	95.3
Bióxido de carbono	CO_2	44.01
Agua	H_2O	18.02

El poder disolvente del ácido (expresado como volumen de roca disuelto por unidad de volumen de ácido reaccionado)

es fácilmente calculado para diferentes reacciones de interés de la siguiente manera:

1º Definir como la masa de roca disuelta por unidad de masa de ácido reaccionado, ésto es:

$$\beta = \frac{\text{Peso molecular del mineral} \times \text{Coeficiente estequiométrico}}{\text{Peso molecular del ácido} \times \text{Coeficiente estequiométrico}} \dots (3)$$

para la reacción del 100% de HCl con calcita pura, definida - por la ecuación (2, el poder de disolución es:

$$\beta_{100} = \frac{100.09 \times 1}{36.47 \times 2} = 1.372 \quad \frac{\text{gr. de calcita disuelta}}{\text{gr. de 100\% HCl reaccionado}} \dots (4)$$

Si la concentración de ácido es del 15% en peso en relación con el 100%, entonces:

$$\beta_{15} = \beta_{100} \times 0.15 = 0.206 \quad \frac{\text{gr. de calcita disuelta}}{\text{gr. de 15\% de HCl reaccionado}} \dots (5)$$

El poder de disolución definido como X^+ , puede obtenerse con la ecuación (5, multiplicando la relación de masas -- por la apropiada relación de densidades. Para un 15% en peso del HCl, éstos cálculos dan:

$$X_{15}^+ = \frac{\rho_{15\% \text{ HCl}} \beta_{15\% \text{ HCl}}}{\rho_{\text{CaCO}_3}} \dots (6)$$

donde $\rho_{15\% \text{ HCl}}$ es la densidad de la solución de HCl al 15% - en peso (1.07 gr/cm³) y ρ_{CaCO_3} es la densidad del carbonato de calcio, los datos de la densidad de la solución de HCl

III.13

son mostrados en la Tabla III.2 y los valores del poder de disolución para las concentraciones de ácido más comunes son -- mostradas en la Tabla III.3.

Para corregir el valor del poder de disolución, éste se multiplica por la fracción de ácido a las condiciones de presión y temperatura de formación y concentración de los productos presentes.

Tabla III.2 Densidad relativa de la solución de ácido clorhídrico.

<u>% HCl</u>	<u>Densidad relativa</u>	<u>% HCl</u>	<u>Densidad relativa</u>
1	1.0032	22	1.1083
2	1.0082	24	1.1187
4	1.0181	26	1.1290
6	1.0279	28	1.1392
8	1.0376	30	1.1493
10	1.0474	32	1.1593
12	1.0574	34	1.1691
14	1.0675	36	1.1789
16	1.0776	38	1.1885
18	1.0878	40	1.1980
20	1.0980		

Tabla III.3 Poder disolvente de algunos ácidos.¹

β_{100}	ii	X^+				
		5%	10%	15%	30%	
<u>Caliza</u> (CaCO_3 , calcita: $\rho_{\text{CaCO}_3} = 2.71 \text{ gr/cm}^3$)						
	Clorhídrico (HCl)	1.37	0.026	0.053	0.082	0.175
	Fórmico (HCOOH)	1.09	0.020	0.041	0.062	0.129
	Acético (CH_3COOH)	0.83	0.016	0.031	0.047	0.096
<u>Dolomía</u> ($\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$, dolomita: $\rho_{\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2} = 2.87 \text{ gr/cm}^3$)						
	Clorhídrico	1.27	0.023	0.046	0.071	0.152
	Fórmico	1.00	0.018	0.036	0.054	0.112
	Acético	0.77	0.014	0.027	0.041	0.083

i Datos para los ácidos orgánicos no están corregidos para el equilibrio.

$$ii \quad \beta_{100} = \frac{\text{Masa de roca disuelta}}{\text{Masa pura del ácido reaccionado}}$$

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

Cuando una reacción del ácido alcanza el equilibrio, - se detiene la disolución del material de la formación, aún -- cuando las moléculas del ácido todavía puedan estar presentes. El equilibrio es alcanzado cuando la actividad química de los productos de la reacción se ha balanceado con la actividad de los reaccionantes.

Cuando se está en equilibrio, la relación de la actividad química de los productos a reaccionar con cada una de las

actividades de los reaccionantes lleva a un poder equivalente a su coeficientes estequiométrico, éste es igual a una constante llamada constante de equilibrio. Por ejemplo, considere se la reacción generalizada:



la constante de equilibrio para ésta reacción es definida como:

$$K = \frac{a_C^{a_C} a_D^{a_D}}{a_A^{a_A} a_B^{a_B}} \quad \text{----} \quad (8)$$

la cantidad a_i , es la actividad del componente i . Esta actividad es un potencial termodinámico y no es fácil de predecir, por lo tanto, se requieren datos experimentales para determinar su valor exacto. La actividad de una sustancia se incrementa de acuerdo a su concentración en una solución y generalmente es no lineal. Esta relación es expresada para definir una constante de proporcionalidad entre la actividad química y la concentración, denominada como coeficiente de actividad ($a_i = \psi_i C_i$). Datos para el coeficiente de actividad se muestran en la Tabla III.4.

Tabla III.4 Coeficiente de actividad del ácido clorhídrico.

Concentración (mol/litro)	Coeficiente de actividad
0.1	0.80
0.5	0.76
1.0	0.81
2.0	1.04
4.0	1.96
6.0	4.19
8.0	9.60
12.0	32.16

Una característica importante de los ácidos es que: en una solución acuosa, se disocian (ionizan) por la reacción:



en esta ecuación, generalmente el ácido es denotado como HA, con las especies ionizadas dará H^+ y A^- . El equilibrio para la disociación del ácido clorhídrico es descrito por:

$$K_D = \frac{a_{\text{H}^+} a_{\text{Cl}^-}}{a_{\text{HCl}}} \quad \text{---} \quad (10)$$

La constante de equilibrio K_D , en este caso es denominada como constante de disociación. Si un ácido en equilibrio está altamente disociado, K_D será un número grande, si el ácido sólo está lentamente disociado, K_D será pequeño.

Las constantes de disociación dependen de la temperatura y pueden calcularse con la ecuación:

$$-\log_{10} K_D = \frac{A_1}{T} - A_2 + A_3T \quad \text{---} \quad (11)$$

en ésta ecuación, T es la temperatura en grados Kelvin y las constantes A_1 , A_2 y A_3 se obtienen de la Tabla III.5.

A condiciones de yacimiento, los ácidos orgánicos no reaccionan hasta terminarse con caliza o dolomía debido a las limitaciones impuestas por el equilibrio químico, el cual ocurre en el yacimiento debido a que el CO_2 que es un producto de la reacción, es retenido en la solución por la presión del yacimiento que no le permite escapar de ésta. A bajas presiones, cuando el CO_2 puede escapar, el ácido reacciona completamente

Tabla III.5 Valores de A_1 , A_2 y A_3 para determinar las constantes de disociación del ácido.

Acido	A_1	A_2	A_3
Acético	1 170.48	1.1649	0.013399
Fórmico	1 342.85	5.2743	0.015168
Propionico	1 213.26	3.3860	0.014055
Cloracético	1 229.13	6.1714	0.016486

III.1.5.b. Estequiometría de las reacciones ácido-areniscas.

Normalmente en tratamientos de acidificación de formaciones areniscas se emplea una mezcla de ácidos clorhídrico-fluorhídrico. Esta mezcla es usada debido a que el ácido fluorhídrico reacciona con los minerales arcillosos que restringen la permeabilidad de la vecindad del pozo. Esta restricción puede ser causada por la introducción de las arcillas

al interior de la formación debido al lodo de perforación o - por la alteración de las arcillas presentes en la formación si el filtrado del lodo cambia sus características químicas.

Las reacciones químicas entre el HF y el sílice o calcita en la roca de la matriz son simples, pero las reacciones -- con los silicatos son complejas, debido a que estos minerales no pueden ser representados por una sola expresión estequimétrica.

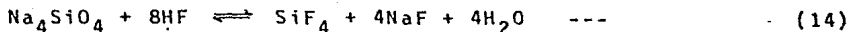
Sin embargo, se emplean fórmulas empíricas para representar las relaciones promedio de los elementos que constituyen el mineral.

Las ecuaciones que describen la estequiometría del HF con el sílice, silicatos y calcita son las siguientes:

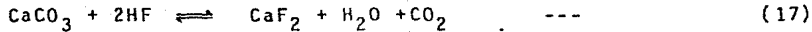
Reacción HF-Sílice:



Reacción HF - Silicatos (feldespatos o arcillas):

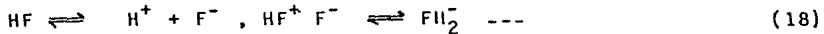


Reacción HF - Calcita:



En estas ecuaciones, la reacción del HF con el silicato de sodio es usada para representar la reacción con silicatos de la matriz y basándose en estas ecuaciones, el poder de disolución del HF se puede calcular de la misma manera que como se dió para formaciones carbonatadas.

La mezcla de ácidos clorhídrico - fluorhídrico está sujeta a las mismas consideraciones de equilibrio que los ácidos que se usan en formaciones carbonatadas. El ácido clorhídrico es un ácido fuerte y está totalmente disociado con los iones hidrógeno y cloro en una solución; en presencia de éste, el ácido fluorhídrico se comporta como un ácido activo y es pobremente disociado. También el HF puede combinarse en diferentes estados químicos para formar configuraciones iónicas complejas como se ilustra para la formación del HF_2^- :



Aunque la formación de HF_2^- a otros estados de equilibrio son de interés teórico, en la aplicación práctica, la reacción entre el bióxido de sílice (SiO_2) y el HF produce tetrafluoruro de sílice (SiF_4). Las condiciones de equilibrio requieren, no obstante, que el poco SiF_4 existente en la solución se convierta rápidamente a el ión fluosilicato como se --

muestra:



En presencia de sodio o potasio, el SiF_6^{2-} puede reaccionar para formar sales insolubles de fluosilicatos (Na_2SiF_6), o en su defecto, ácido fluosilícico (H_2SiF_6) como se muestra:



III.2. ADITIVOS DE ACIDIFICACION MATRICIAL.

Todos los ácidos usados en un tratamiento de acidificación de un pozo, requieren además de un inhibidor de corrosión que reduzca la velocidad de ataque del ácido sobre la tubería del pozo, otros aditivos que sean adicionados al ácido para:

- 1) Eliminar la formación de emulsiones,
- 2) Alterar la mojabilidad de la formación en la vecindad del pozo con el fin de mejorar el ataque del ácido y la limpieza.
- 3) Reducir las pérdidas por fricción a altos gastos de flujo a través de la tubería.
- 4) En caso de que el tratamiento de acidificación sea en rocas carbonatadas, reducir la velocidad de pérdida de fluido a lo largo de un agujero de gusano, (#)

- 5) Desviar el flujo de ácido de una zona a otra, para lograr un tratamiento más uniforme.
 - 6) Prevenir la precipitación de hierro, y;
 - 7) Evitar la formación de lodo asfáltico. (1,8)
- (#) La descripción de un agujero de gusano se verá con mayor detalle en el capítulo IV.

III.2.1. Inhibidores de corrosión.

La corrosión es definida como el deterioro ocasionado por la reacción del ácido sobre los equipos de inyección y tubería del pozo durante un tratamiento de estimulación con ácido. Esta reacción puede ser minimizada mediante el empleo de inhibidores de corrosión, los cuales han sido diseñados en diferentes tipos para su empleo.

III.2.1.a. Inhibidores Orgánicos.

La mayoría de éstos inhibidores están compuestos de componentes orgánicos llamados surfactantes que sean capaces de adherirse a la superficie del metal, ésto produce una película que actúa como una barrera entre ésta y el ácido, - - (ejemplos de los componentes orgánicos son los alcoholes acetilénicos mezclados con otros materiales).

Este tipo de inhibidores es muy efectivo a temperaturas menores de 250°F, cuando el tiempo de contacto entre el

ácido y la tubería del pozo es corto. La desventaja de éstos inhibidores es que al mismo tiempo y/o temperatura suelen ser menos efectivos.

III.2.1.b. Inhibidores Inorgánicos.

La mayoría de éstos inhibidores están compuestos de una sal de sodio arsenioso. Estos actúan de la misma manera que los inhibidores orgánicos, aunque algunas veces los mecanismos químicos sean diferentes.

Con éstos inhibidores, el arsénico reacciona con la superficie del metal para formar hierro arsenioso, éste actúa como una barrera entre el ácido y la superficie del metal.

Los inhibidores inorgánicos son muy efectivos a altas temperaturas y proporcionan un mayor tiempo de contacto entre el ácido y la tubería del pozo. (1,8,9)

La desventaja de los inhibidores inorgánicos es que el arsénico puede ser un problema de seguridad, debido al gas mortal que es liberado como un producto secundario de la corrosión. (1)

III.2.1.c. Factores que influyen en la efectividad de los inhibidores de corrosión.

La efectividad de un inhibidor depende de varios factor

res, éstos son:

1.- La agitación.

Un aumento en la agitación dentro de la tubería del pozo incrementa la velocidad de corrosión, el inhibidor se comporta más favorablemente en un flujo laminar, ya que con ello se minimiza la fricción entre la tubería y el ácido.

2.- El tiempo de exposición.

Los inhibidores que garantizan una buena protección a la tubería en cortos periodos de tiempo de exposición muy difícilmente pueden proveer una adecuada protección en largos periodos de tiempo.

3.- Tipo de metal.

Según las características específicas para cada tubería es diferente el tipo de acero con que está fabricada, éste tipo de metal propone una modificación en el volumen de inhibidor requerido para proteger la tubería del pozo.

4.- La temperatura.

Al incrementarse la temperatura, la velocidad de corrosión del ácido aumenta. La dificultad de controlar la corrosión del ácido a temperaturas de 200°F o más es -

mucho mayor.

- 5.- El tipo de concentración de ácido.

La concentración de un inhibidor está directamente relacionada con el tipo y concentración de ácido para poder proporcionar un control efectivo de la corrosión.

- 6.- La relación área del metal/volumen de ácido.

Al aumentar la relación área del metal/volumen de ácido, se reduce el ritmo de corrosión.

- 7.- La presencia de otros aditivos.

Los aditivos presentes en el sistema ácido pueden modificar la efectividad del inhibidor de corrosión. En general, todos los aditivos deben ser incluidos en el sistema para determinar por medio de pruebas, la efectividad de un inhibidor y así asegurar el éxito del tratamiento.

La efectividad de un inhibidor de corrosión depende de su capacidad para formar y conservar una película protectora sobre la superficie del metal. Por lo tanto, los factores que reducen el número de moléculas del inhibidor adsorbidas reducirá la efectividad del inhibidor. El factor limitante más importante es la temperatura, ya que si ésta aumenta la habilidad del inhibidor decrece.

Para una buena elección del inhibidor de corrosión se considera adecuado uno que proporcione durante el tratamiento una pérdida de metal menor a 0.02 lb/pie^2 de área, siempre y cuando la corrosión sea uniforme, algunas veces se acepta -- 0.05 lb/pie^2 .

Para aumentar la inhibición de los inhibidores orgánicos a temperaturas mayores de 250°F se usan aditivos especiales, como yoduro de potasio que sinérgicamente mejora la inhibición. (1,7-9).

III.2.2. Surfactantes.

Los surfactantes son agentes activos de superficie usados para cumplir con las funciones de eliminar o evitar la -- emulsión entre el ácido y el aceite, reducir la tensión interfacial, alterar la mojabilidad de la formación, lograr una - limpieza más rápida y prevenir la formación de lodo asfáltico.

Algunas veces los surfactantes se adicionan al ácido - con el fin de desarrollar una baja tensión superficial. La -- tensión interfacial entre el ácido activo o el ácido gastado y la fase de aceite presente es reducida para minimizar la retención capilar de los fluidos de la formación.

En tratamientos de acidificación en carbonatos, para - prevenir la formación de una emulsión entre el ácido y el - -

aceite de la formación, con frecuencia es empleado un agente no emulsificante.

La mayoría de los sistemas ácidos son propiamente mezclas de surfactantes con ácido clorhídrico, éstos ácidos son conocidos como de limpieza. Las concentraciones que generalmente se emplean son de 0.5 a 3.0% de surfactantes con el 5 a 15% de ácido clorhídrico.

Los inhibidores de precipitación de lodo asfáltico -- (constituídos por asfaltenos, parafinas, hidrocarburos de alto peso molecular, arcillas y partículas finas de la formación) se requieren para tratamientos de formaciones que contienen aceite asfáltico. El lodo asfáltico formado por el -- contacto con el ácido puede taponar la formación y restringir la producción en forma severa. Esta formación de lodo asfáltico es mayor conforme aumenta la concentración de ácido. La necesidad de usar este aditivo debe determinarse mediante pruebas de laboratorio. (1,7,8,10).

III.2.3. Solventes mutuos.

Generalmente los solventes mutuos son empleados para -- minimizar la adsorción de los surfactantes en los sólidos de la formación mojados por aceite, con esto se reducen las restricciones a la productividad después de la acidificación por la alteración de la permeabilidad relativa o por la formación de emulsiones estabilizadas.

Los solventes mutuos son materiales que tienen una - - apreciable solubilidad en agua y aceite. En el campo, el término solventes mutuos normalmente es usado para describir un ether glicol. En la acidificación en areniscas el más frecuentemente usado es el etilen glicol monobutil ether (EGMBE), el cual reduce la tensión interfacial entre el agua y el aceite, actuando como un solvente debido a la solubilización del aceite en el agua, como un detergente capaz de remover los materiales mojados por aceite y finalmente mejora la acción de los surfactantes al contacto con los materiales de la formación.

La productividad de los pozos productores de aceite en formaciones areniscas tratadas con HF-HCl se incrementa empleando el 10% de EGMBE en el diesel usado después del desplazamiento del ácido. (1,7,8,11)

III.2.4. Reductores de fricción.

Los reductores de fricción normalmente son polímeros orgánicos que convierten un fluido newtoniano (de viscosidad constante a cualquier gasto) a un fluido no newtoniano (de viscosidad variable a cualquier gasto). Estos polímeros reducen la fricción por turbulencia que es relativamente la caída de presión que es mayor frecuentemente. Los aditivos reductores de fricción mas frecuentemente empleados se muestran en la Tabla III.6. (1,3,7,8).

Tabla III.6. Aditivos reductores de fricción.

<u>Tipo de fluido</u>	<u>Clasificación genérica</u>
Colchón base agua	Goma guar Poliacrilamida Celulosa
Colchón base aceite	Poli isobutileno Acidos grasos Polimeros orgánicos "reticulantes"
Acido	Goma guar Celulosa Poliacrilamida.

III.2.5. Agentes Desviadores.

Cuando se desean tratar varias formaciones o zonas, generalmente es necesario dividir el tratamiento en etapas. El flujo puede desviarse efectivamente empleando empacadores, pero como el costo de la reparación puede aumentar considerablemente, se han desarrollado técnicas para separar los fluidos sin el empleo de éstos.

Los agentes desviadores cuando son usados en un tratamiento de acidificación a la matriz están diseñados para "puentear" los poros de la formación y para desviar el flujo del ácido sin causarle un daño a la formación.

Los agentes desviadores son los primeros en entrar a una zona de alta capacidad de flujo ocasionando un decrecimiento en el gasto de flujo dentro de la zona. El gasto de flujo dentro de la zona de baja permeabilidad no es alterado

hasta que el gasto de flujo dentro de todas las zonas sea - - igual, ocasionando una disminución en la inyectividad.

La cantidad ideal de agente desviador es la que ocasiona una reducción en la inyectividad dentro de la zona de alta permeabilidad, hasta que ésta sea igual a la inyectividad dentro de la zona de baja permeabilidad. Si se emplea una gran cantidad de aditivo, la inyectividad dentro de todas las zonas se verá reducida.

Los agentes desviadores más aplicados en el campo son: resinas orgánicas inertes, mezclas de ceras y polímeros solubles en aceite, ácidos orgánicos sólidos (ácido benzoico), y mezclas de sólidos inertes (CaCO_3 , sal, resinas solubles en - aceite) con polímeros solubles en agua (goma guar, poliacríamida, hidroxietil celulosa). (1,3,7,8)

III.2.6. Agentes secuestrantes de fierro.

Cuando son disueltas por el ácido grandes cantidades - de fierro en estado de ionización férrica (Fe^{+++}), como oposición al estado férrico más típico (Fe^{++}), la precipitación - de fierro y la reducción en la permeabilidad puede ocurrir -- después de la acidificación. El fierro se puede originar de las siguientes formas: 1) como un producto de la corrosión sobre la tubería, 2) como escamas de la tubería y 3) como fierro en forma mineral en la formación.

La precipitación de hidróxido férrico en forma gelatinosa se puede prevenir agregando al ácido agentes complejantes (secuestrantes de fierro), los más comunes considerados para ésta aplicación son los ácidos orgánicos (cítrico, láctico, acético y glucónico) y los derivados más efectivos (ácido tetracético etil diamina (EDTA) y ácido triacético nitrilo -- (NTA)).

Los ácidos lácticos, acético y glucónico a bajas temperaturas pueden prevenir la precipitación de fierro ocasionada por el gasto del ácido, o por cortos periodos de tiempo. En particular el ácido láctico no es eficiente a temperaturas mayores de 100°F.

El EDTA junto con el NTA son los agentes más efectivos debido a que se pueden emplear en grandes cantidades sin causar la precipitación de sales de calcio y pueden ser usados a temperaturas hasta de 200°F. (1,3,7,8).

III.2.7. Aditivos de limpieza.

Cuando se prevé un problema de remoción del ácido gastado, se debe considerar la conveniencia de inyectar antes -- del ácido, surfactantes, alcoholes, aromáticos pesados, nitrógeno y CO₂.

En formaciones de baja permeabilidad en donde es difícil remover el agua, es conveniente agregar alcohol al ácido

III.31

en concentraciones del 5 al 20% por volumen de ácido, para -
reducir la tensión interfacial entre el ácido gastado y el -
gas de la formación, para acelerar y mejorar la limpieza del
pozo. (1,3,7,8).

B I B L I O G R A F I A

- 1.- Allen, Thomas O. and Roberts, Alan A.
"PRODUCTION OPERATIONS / VOL. 2", Well Completions Workover and Stimulation. Capitulo 7 "Acidizing". Oil & Gas - Consultants International Inc. TULSA. Zan Printing.
- 2.- Williams, B.B. - Gidley, L.J. - Shechter, S.R.
"ACIDIZING FUNDAMENTALS" Society of Petroleum Engineers of AIME., Capitulo 3 "Acids Types and the Chemistry of their reactions", Paginas 10-18, New York, 1979.
- 3.- HALLIBURTON COMPANY
"ACID TYPES & ADDITIVES"
Reporte Técnico.
- 4.- HALLIBURTON COMPANY
"SANDSTONE STIMULATION"
Reporte Técnico.
- 5.- HALLIBURTON COMPANY
"CONCENTRATED ACID - for improved limestone and dolomite stimulation". Reporte Técnico.
- 6.- Gatewood, J.R. - Hall, B.E. - Roberts, L.D. - Lasater, R.M.
"PREDICTING RESULTS OF SANDSTONE ACIDIZING"
Journal of Petroleum Technology, Duncan, Okla.- 1970.
- 7.- Islas, Carlos S.
"APUNTES DE ESTIMULACION DE POZOS"
Facultad de Ingeniería, UNAM.
- 8.- Williams, B.B. - Gidley, L.J. - Shechter, S.R.
"ACIDIZING FUNDAMENTALS" Capitulo 11 "Acid Additives"
Páginas 92-103.
- 9.- HALLIBURTON COMPANY
"CORROSION"
Reporte Técnico.
- 10.- HALLIBURTON COMPANY
"SURFACTANTS"
Reporte Técnico

11.- Bobby E. Hall

"THE ROLE OF MUTUAL SOLVENTS IN SANDSTONE ACIDIZING"
Society of Petroleum Engineers, Paper Number 5377
Dallas, Tex., April 1975.

CAPITULO IV MODELOS DE ACIDIFICACION MATRICIAL

- IV.1 Descripción de un modelo de acidificación matricial.
- IV.2. Aplicación del modelo de acidificación matricial para un sistema de rápida reacción.
- IV.3. Predicción de la penetración del ácido dentro de las areniscas.
- IV.4. Modelo del crecimiento de un agujero de gusano en una acidificación matricial en carbonatos.

REFERENCIAS

CAPITULO IV. MODELOS DE ACIDIFICACION MATRICIAL.

Diversos modelos matemáticos fueron desarrollados para describir los cambios que ocurren cuando el ácido es inyectado en un medio poroso.

En éste capítulo se describen algunos de los modelos - empleados en una acidificación matricial, los cuales consideran que la modificación de la estructura del poro así como su disolución y los cambios en la concentración de ácido son una función del tiempo y de la posición dentro del sistema poroso.

IV.1. Descripción de un modelo de acidificación matricial.

La profundidad con que el ácido penetra en una matriz rocosa depende de las propiedades de la matriz y del costo lo cal de reacción, a su vez, el gasto de reacción depende de -- las propiedades de la matriz y de otras variables como pueden ser la temperatura, presión y composición de los fluidos en - reacción.

Una de las principales propiedades de la matriz es la microestructura del material poroso invadido por el ácido.

En ésta sección se describe un modelo capilar propuesto por Schechter y Gidley⁽¹⁾, el cual considera que los poros están interconectados y que bajo la influencia de un gradiente

de presión permiten que un fluido pueda fluir a través de la matriz.

El número de capilares que tiene un área de la sección transversal por unidad de volumen dada entre A y $A+dA$, está representado por una función $\eta(A,X,dt)$, la cual indica que el número de poros de un tamaño dado puede cambiar a diferentes posiciones dentro de la matriz X y la posición a un tiempo dado t .

Dada la función de distribución η , este modelo predice que el número total de poros por unidad de volumen a cualquier punto y tiempo es:

$$n = \int_0^X \eta(A,X,t) dA \quad \text{---} \quad (1)$$

y la porosidad es:

$$\phi = \lambda \int_0^X A \eta(A,X,t) dA \quad \text{---} \quad (2)$$

donde λ es la longitud promedio de un poro.

Como el ácido reacciona dentro de la matriz y los poros se incrementan en tamaño, la función η cambiará. Esta evolución en el tamaño del poro depende de dos factores: 1) el espesor de la configuración de la matriz y, 2) el gasto al cual un poro dado es alargado por el ataque del ácido.

La configuración de la matriz durante la acidificación

está descrita por la función de distribución $\eta(A,X,t)dA$. Sobre todo, el gasto de reacción depende grandemente de la naturaleza de la reacción superficial dentro del poro, sin embargo en algunos casos, este también depende del tamaño del poro, matriz y otras propiedades.

El modelo capilar permite que la relación de permeabilidades (que es, la permeabilidad del medio poroso a cualquier tiempo durante la acidificación, k , entre la permeabilidad -- original, k_0), este representada por la ecuación:

$$k/k_0 = \frac{\int_0^x A^2 \eta(A,X,t) dA}{\int_0^x A^2 \eta(A,X,0) dA} \quad \text{---} \quad (3)$$

Fundamentalmente dos procesos permiten un cambio en el tamaño del poro, estos son: 1) la reacción del ácido con la pared del poro y, 2) la interconexión de poros cuando el sólido que separa los canales de flujo es disuelto por el ácido. Para describir la relación del cambio en el área de un poro, una función $\psi(A,X,t)$, llamada función de crecimiento del poro, será definida como:

$$\psi(A,X,t) = dA/dt \quad \text{---} \quad (4)$$

La función llamada por ψ , la cual es determinada por la reacción cinética superficial y la geometría del poro, será definida posteriormente.

Para determinar el cambio en la distribución del tamaño del poro, los dos mecanismos pueden ser combinados de la siguiente manera:

$$\frac{\partial n}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial A} (\psi n) = \lambda \left(\int_0^A (A-\lambda, X, t) n(\lambda, X, t) \psi(\lambda, X, t) d\lambda - \int_0^\infty [\psi(A, X, t) + \psi(\lambda, X, t)] n(A, X, t) n(\lambda, X, t) d\lambda \right) \quad \text{---} \quad (5)$$

Esta ecuación define que el cambio en la distribución del tamaño del poro, está dado por dos distintos tipos de términos: 1) término lineal en n , el cual representa el cambio originado por el incremento en el diámetro de un poro y, 2) términos cuadráticos que representan la interconexión de poros cuando es disuelta la pared que los separa.

La función crecimiento del poro ψ , es muy importante en el proceso de acidificación ya que puede ser relacionada con las reacciones cinéticas por medio de un balance de materia de un solo poro como:

$$\rho_{ma} \lambda \frac{dA}{dt} = \bar{r} \beta \Gamma \quad \text{---} \quad (6)$$

o:

$$\psi = \frac{\bar{r} \beta}{\rho_{ma}} \quad \text{---} \quad (7)$$

Donde \bar{r} es el promedio del gasto de reacción del ácido con la pared tomado sobre la entrada al área superficial reac

tiva (definida como la masa de ácido reaccionado por unidad de área por unidad de tiempo). La cantidad β es la masa de -- la roca disuelta por el ácido, por la masa de ácido reacciona-- do, ρ_{ma} es la densidad de la formación y sus valores se dan en la Tabla 1*, por la circunferencia del poro (para un poro circular $r = 2 \pi A$) y l es la longitud del poro. El término $\bar{r} \beta l / \rho_{\text{iaa}}$, representa el volumen de roca disuelto por unidad de tiempo.

Tabla 1. DENSIDAD DE LOS MINERALES MAS COMUNES.

<u>MINERAL</u>	<u>DENSIDAD (gr/cm³)</u>
ARENISCA	2.654
CALCITA	2.710
DOLOMITA	2.870
ANHIDRITA	2.960
YESO	2.320
SILVITA	1.984
SAL	2.165

Relacionando a \bar{r} con R^* que es el gasto de reacción de menor dimensión, por medio de la ecuación:

$$R^* = r \bar{r} / C_0 q \quad \text{---} \quad (8)$$

donde q es el gasto volumétrico en el poro.

Las ecuaciones (2 y 3), relacionan a la porosidad y -- permeabilidad por la integración de la distribución del tama-- ño del poro. Para simplificar estos cálculos, estas relacio--

nes pueden ser representadas en forma de momentos como define la ecuación:

$$M_j = \int_0^x A^j \eta(A, X, t) dA \quad \text{---} \quad (9)$$

sustituyendo (9) en las ecuaciones (2 y 3) tenemos:

$$\emptyset = \lambda M_1 \quad \text{---} \quad (10)$$

y

$$k/k_0 = \frac{M_2(X, t)}{M_2(X, 0)} \quad \text{---} \quad (11)$$

Para algunas funciones de crecimiento, en el momento - es posible resolverlas utilizando la ecuación (5), o, si las - condiciones especiales no son satisfechas, se obtiene la solu - ción aproximada sin resolver la función de distribución del - tamaño del poro.

IV.2. Aplicación del modelo de acidificación para un sistema de rápida reacción.

La solución de la ecuación (5), no es fácil cuando la - función de crecimiento del poro $\psi(A, X, t)$, es seleccionada pa - ra representar reacciones rápidas, esto es, cuando la difusión esta determinando el gasto que pasa por los poros exceptuando a los pequeños. A causa de su dificultad, se utiliza una téc - nica de simulación numérica basada en el método de Montecarlo, en este caso, el modelo puede predecir cualitativamente que - es lo que ocurre en la acidificación de carbonatos, en donde

se predice la formación de agujeros de gusano que establece -- una relación con el gasto superficial de reacción. En éstos -- sistemas en que el gasto de reacción es grande, será rápida la formación de agujeros de gusano, poco después el sistema no reacciona.

El incremento de permeabilidad predicho con ésta técnica es menor que el observado en una acidificación en carbonatos, pero es muy similar al observado en una acidificación en areniscas. Este resultado aparentemente ocurre debido a que solo 1000 poros son considerados en el cálculo numérico, a causa del pequeño número de poros considerado es relativo al número que está presente y naturalmente no es representativo del proceso que está ocurriendo en una acidificación.

Debido a que no es obtenida una solución válida de la ecuación (5 para el caso de una rápida reacción y, porque el fenómeno de agujeros de gusanos es el aspecto más importante de la acidificación de carbonatos, un modelo lógico del fenómeno del crecimiento de un agujero de gusano, en el cual son identificados los parámetros que limitan el crecimiento, es el que más se aproxima para estudiar la acidificación matricial de carbonatos, y, por lo tanto, debido a que la reacción en areniscas es más lenta que en carbonatos, la tendencia para la formación de un agujero de gusano es mucho menor, el modelo generalmente puede ser aplicado para una acidificación matricial en areniscas.

IV.3. Predicción de la penetración del ácido dentro de las areniscas.

Considerando un balance de masas en un poro y empleando la distribución del tamaño del poro, el cambio en la concentración de ácido como una función del tiempo y distancia puede estar relacionado con un coeficiente del gasto de reacción definido por la ecuación:

$$\frac{\partial(\theta \bar{C})}{\partial t} + u \frac{\partial \bar{C}}{\partial X} = -\theta \bar{C} \quad \tilde{r} f(\theta) \quad \text{---} \quad (12)$$

Donde; \bar{C} es la concentración promedio de ácido a una posición X medida desde la entrada, u es el flujo volumétrico y $\tilde{r} f(\theta)$ es un coeficiente efectivo del gasto de reacción que varía de acuerdo a los cambios que ocurren en la acidificación. Una solución analítica de la ecuación (12) se puede obtener, si se considera que se desarrolla un estado estático a una porosidad constante. Para estas consideraciones, la ecuación de balance de masas se ve reducida a:

$$u \frac{\partial \bar{C}}{\partial X} = -\theta \bar{C} \quad \tilde{r} f(\theta) \quad \text{---} \quad (13)$$

Sustituyendo $C=C_0$ y $X=0$ en la ecuación (12)

$$\frac{\bar{C}(X)}{C_0} = \exp \frac{-\theta \quad \tilde{r} f(\theta) \quad X}{u} \quad \text{---} \quad (14)$$

El coeficiente del gasto de reacción $\tilde{r} f(\theta)$, puede ser determinado por medio de una medición experimental obtenida --

por la inyección de ácido fluorhídrico en un núcleo a diferentes concentraciones. Para obtener la concentración de ácido - como una función del tiempo y de la posición para un sistema lineal se pueden emplear técnicas de diferencias finitas empleando una computadora y por medio de la ecuación de balance del ácido (12).

Para entender mejor a la acidificación, se debe tomar - en cuenta que: 1) a causa de las diferentes composiciones, la relación existente entre el gasto efectivo de reacción y la - porosidad no es aplicable a todas las formaciones y, 2) cuando la formación es similar, la respuesta puede ser muy diferente, aparentemente debido a la distribución de las arcillas en la roca.

II.4. Modelo del crecimiento de un agujero de gusano en una acidificación matricial en carbonatos.

Como se vió en la sección IV.2, el modelo teórico para una acidificación matricial en carbonatos, no proporciona re sultados satisfactorios. Este problema es debido aparentemen te a que los poros que son mas grandes están gobernando el - proceso de reacción.

Para hacer un modelo de la reacción del ácido dentro - de un agujero de gusano, es necesario conocer: 1) el gasto - de inyección dentro de la formación, 2) el número de agujeros

de gusano hacia la formación. Normalmente los dos últimos parámetros descritos no son conocidos.

La longitud esperada de un agujero de gusano (que es limitada por la reacción del ácido) puede obtenerse por medio de la figura IV.1 ésta figura relaciona el producto del número de Reynolds de pérdida de fluido con el número de Schmidt - - ($N_{Re}^* N_{Sc}$) penetración ($4xLN_{Re}^*/a N_{Re}$), donde:

N_{Re}^* = Número de Reynolds de pérdida de fluido a través de un agujero de gusano = $2a\bar{v}_N \rho / u$,

N_{Sc} = Número de Schmidt = $u / \rho D_e$,

N_{Re} = Número de Reynolds para el flujo a lo largo de un agujero de gusano = $2a\bar{v}_A \rho / u$,

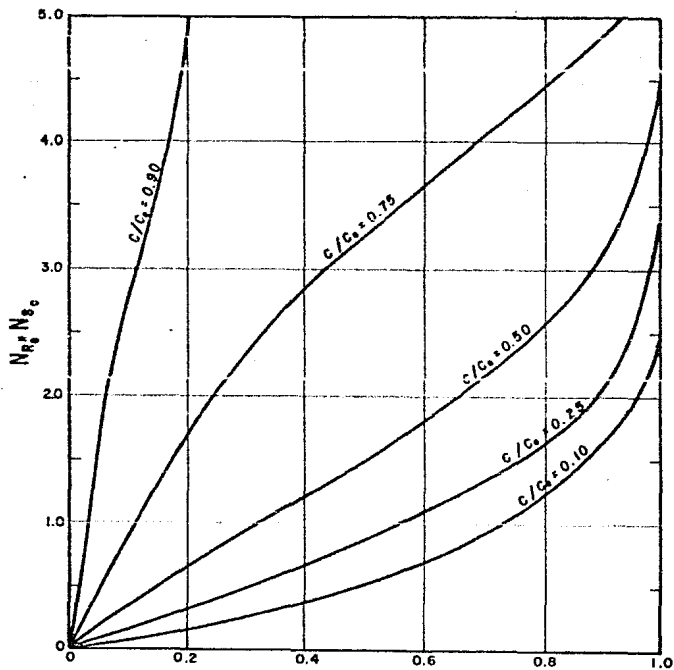
\bar{v}_N = Pérdida promedio de velocidad del fluido,

\bar{v}_A = Velocidad del fluido a la entrada del agujero de gusano,

a = Radio del agujero de gusano,

D_e = Coeficiente del mezclado efectivo y

ρ = Densidad del ácido.



PENETRACION DEL ACIDO (ADIMENSIONAL) $4 \times LN_{R_c} / a N_{R_c}$

Figura IV.1

Gráfica para determinar la longitud esperada de un agujero de gusano.

R E F E R E N C I A S

1. Williams, B.B., Gidley, J.L., and Schechter, R.S.:
"ACIDIZING FUNDAMENTALS", Soc. Pet. Eng. of AIME, 1979,
Capítulo 8, páginas 68-75, New York.

CAPITULO V. ACIDIFICACION MATRICIAL EN ARENISCAS

- V.1. Mecanismos de ataque del ácido
 - V.1.1. Daño inducido por el ácido
 - V.1.2. Efecto de la concentración de HF en la respuesta de la formación a la mezcla HF-HCl.
 - V.1.3. Efecto del gradiente de presión en la respuesta de la formación a la mezcla HF-HCl.
 - V.1.4. Efecto de la composición de la matriz en la respuesta de la formación a la mezcla HF-HCl.
 - V.1.5. Efecto de la reacción de la mezcla HF-HCl en las propiedades mecánicas de la formación.
- V.2. Predicción del radio de reacción del ácido.
- V.3. Procedimiento de diseño de un tratamiento de acidificación en areniscas.
- V.4. Ejemplo de cálculo de un diseño de acidificación en areniscas.

Referencias.

CAPITULO V. ACIDIFICACION MATRICIAL EN ARENISCAS. (1,2)

Normalmente un tratamiento de acidificación para una formación de arenisca consiste de la inyección secuencial de tres fluidos: un preflujo o bache inicial, la mezcla de ácidos clorhídrico y fluorhídrico y un flujo posterior a bache final.

El preflujo o bache inicial como generalmente es conocido en el campo, es usualmente ácido clorhídrico (HCl) en un rango de concentraciones que van desde el 5% hasta el 15%, el cual contiene un inhibidor de corrosión y otros aditivos que proporcionan las condiciones adecuadas a este fluido inicial. El preflujo sirve para desplazar el agua del pozo y el agua congénita de la vecindad del pozo, con ello minimiza el contacto directo entre los iones sodio y potasio en el agua de la formación y los productos de la reacción. En esta forma se eliminará el causar otro daño a la formación a causa de la -- precipitación de los fluosilicatos insolubles de sodio o potasio u otros materiales calcáreos en la formación, reduce o elimina la reacción del ácido fluorhídrico (HF) y la calcita, y previene la formación de fluoruro de calcio el cual puede precipitarse de la mezcla gastada de ácidos HF-HCl.

A continuación se inyecta la mezcla de ácidos HF-HCl, en concentraciones del 3% de HF y 12% de HCl. Esta mezcla de ácidos es para que el HF reaccione con las arcillas, arenas,

el lodo de perforación y el filtrado de cemento, con el fin de incrementar la permeabilidad de la vecindad del pozo. El HCl solo está presente para mantener el pH bajo y para prevenir la precipitación de los productos originados por la reacción del HF con la formación.

Finalmente, para aislar al HF que ha reaccionado y para restituir la mojabilidad de la formación del agua y la reacción de los productos solubles al ácido, se utiliza el flujo posterior o bache final, que generalmente es un bache de hidrocarburos (tal como el diesel) o ácido clorhídrico al 15%. A este bache final se le agregan aditivos para ayudar a los fluidos a remover los productos de la reacción, restituyendo a la mojabilidad de la formación para prevenir la formación de emulsiones.

V.1. Mecanismos de ataque al ácido.⁽¹⁾

V.1.1. Daño indiciado por el ácido.

Cuando el ácido es inyectado a una formación arenisca, la permeabilidad disminuye al iniciarse el contacto del ácido con la formación, esto es debido a la parcial desintegración de la matriz arenisca y a la migración de los finos que llegan a taponar algunos canales de flujo y sobre una continua inyección del ácido son disueltos incrementando la permeabilidad. Este subsecuente incremento es resultado de la lim-

pieza de los canales de flujo taponados por los finos y al -- ensanchamiento de los otros canales debido a la reacción del ácido con la formación. Este efecto es mostrado en la Fig.V.1, que es una curva de la respuesta del ácido al graficar la permeabilidad de la formación contra el volumen total de ácido - inyectado, considerando a la mezcla de ácidos HF-HCl.

V.1.2. Efecto de la Concentración de HF en la respuesta de la formación a la mezcla HF-HCl.

Al iniciarse la inyección de la mezcla de HF-HCl con - altas concentraciones de HF la permeabilidad disminuye y posteriormente se logra un incremento en la permeabilidad como resultado de la inyección continua de la mezcla de ácidos, estos efectos son mostrados en la Fig. V.1. Cabe mencionar que la -- curva de respuesta puede ser muy diferente para una formación arenosa ya que tiene un alto contenido de arcilla que es el componente más activo.

V.1.3. Efecto del gradiente de la presión de la respuesta de -- formación a la mezcla HF-HCl.

La Fig. V.2, muestra que incrementando el gradiente de presión la pendiente de la curva de la permeabilidad se incrementa, y que para llevar a cabo un aumento pequeño en la permeabilidad se requieren grandes volúmenes de ácido. En incremento en la pendiente de la curva de la permeabilidad puede

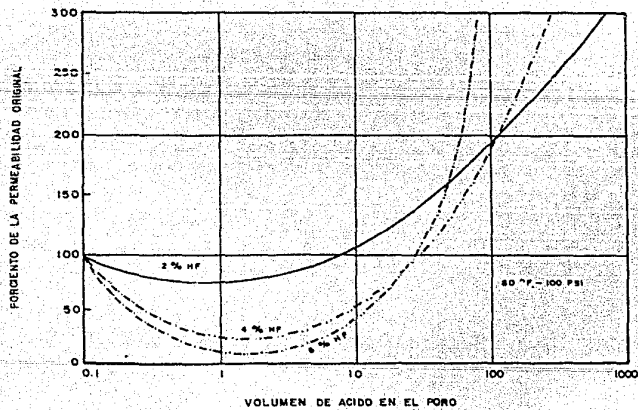


Figura V.1 Efecto de la concentración del HF en la respuesta de la formación para la mezcla HF-HCl.

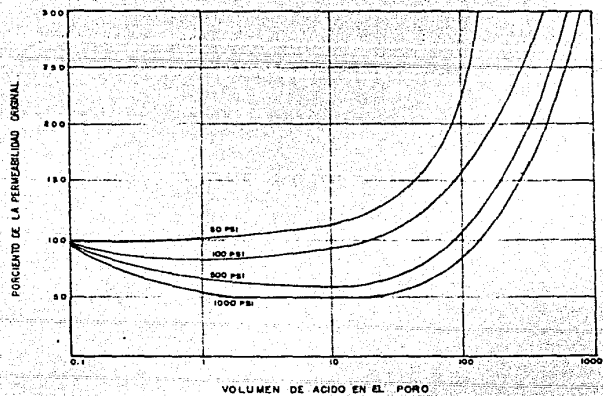


Figura V.2 Efecto del gradiente de presión en la respuesta de la formación para la mezcla HF-HCl.

ser debido a que el HF no reacciona temporalmente y solo reside en la formación donde es inyectado en altos gastos de flujo.

V.1.4. Efecto de la composición de la matriz en la respuesta de la formación a la mezcla HF-HCl.

La composición mineralógica de la matriz arenisca tiene un efecto sustancial en la respuesta de la formación para el HF, sobre todo si la formación está compuesta de finos de cuarzo, los cuales por su lenta reacción con el ácido requieren de mayores volúmenes para ser disueltos, además de que son muy efectivos para taponar los canales de flujo.

V.1.5. Efecto de la reacción de la mezcla HF-HCl en las propiedades mecánicas de la formación.

Cuando el ácido es inyectado a la formación, este se encuentra reaccionando con el material cementante de la matriz arenisca hasta disolverlo. Esta disolución del material cementante hace que la formación se debilite progresivamente dando como resultado que la resistencia al esfuerzo de compresión decrezca en relación al poder de disolución de volumen total de ácido inyectado, a la rapidez con la cual la cementación es disuelta por el ácido y a la mineralogía de la formación.

Este efecto es mostrado en forma esquemática en la --

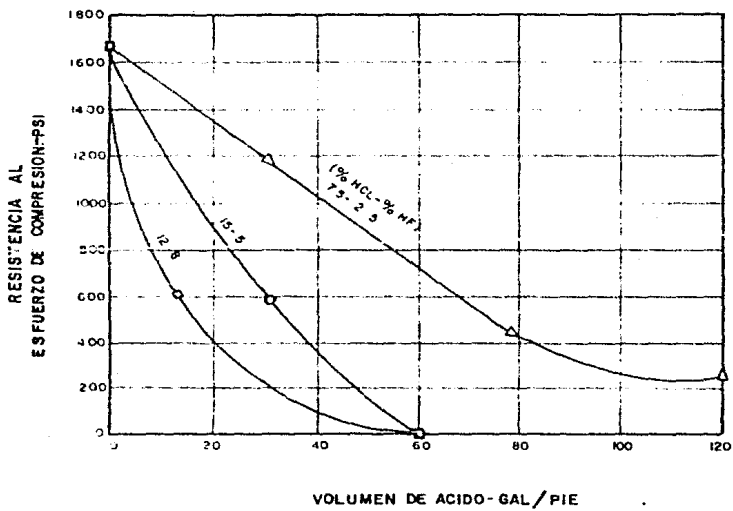


Figura V.3 Efecto de la inyección de ácido sobre la resistencia al esfuerzo de compresión de la formación.

Fig. V.3 la cual es una gráfica del volumen de ácido inyectado a la formación vs. la resistencia al esfuerzo de compresión para diferentes mezclas de ácido HCl-HF.

V.2. Predicción del radio de reacción del ácido. (1)

Para predecir el radio de ataque del ácido y el volumen de ácido requerido para un tratamiento de acidificación se puede considerar las reacciones cinéticas y los cambios en las propiedades de la formación causados por la reacción.

La aproximación utilizada en el diseño de un tratamiento ácido en areniscas fue desarrollada por Williams y Whiteley, en donde las curvas diseñadas son mostradas en las figuras -- V.4 a V.7. Estas curvas son para rangos de temperatura desde 100°F hasta 250°F y gastos de inyección de 0.001 a 0.2 Bl/min por pie de intervalo a tratar. Las curvas fueron desarrolladas con una concentración de HF de 3% y de HCl de 12% y el efecto de otra concentración de la mezcla de ácidos se puede estimar haciendo la conversión para el volumen equivalente de HF al 3% tomando como base el poder de disolución del ácido. El gasto de reacción del ácido induce a la determinación de un apropiado coeficiente para cada formación de interés y las figuras mostradas proponen la obtención de un volumen de ácido razonable.

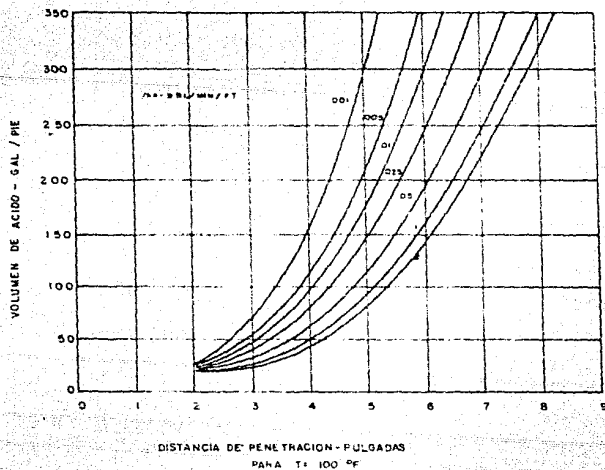


Figura V.4 Gráfica para determinar el volumen de solución de la mezcla HF-HCl.

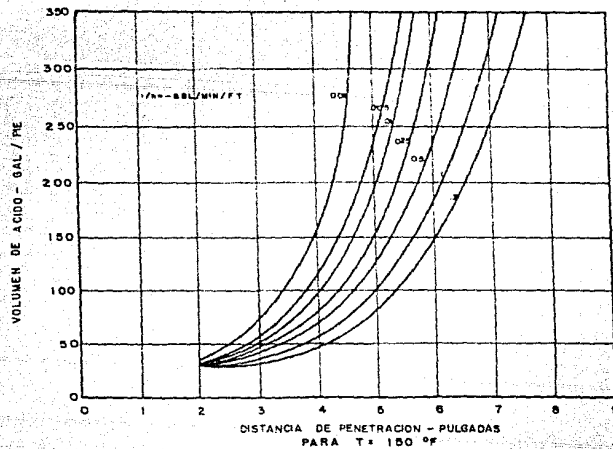


Figura V.5 Gráfica para determinar el volúmen de solución de la mezcla HF-HCl.

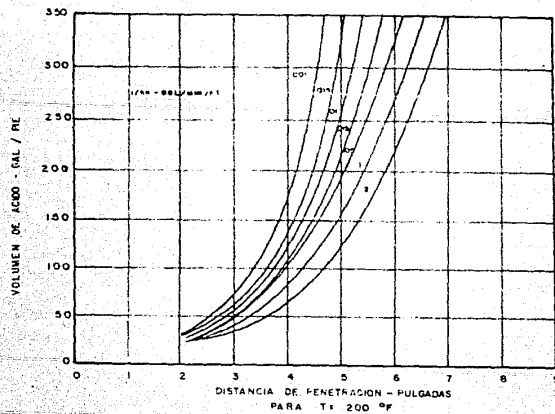


Figura 7.6 Gráfica para determinar el volumen de solución de la mezcla HF-HCl.

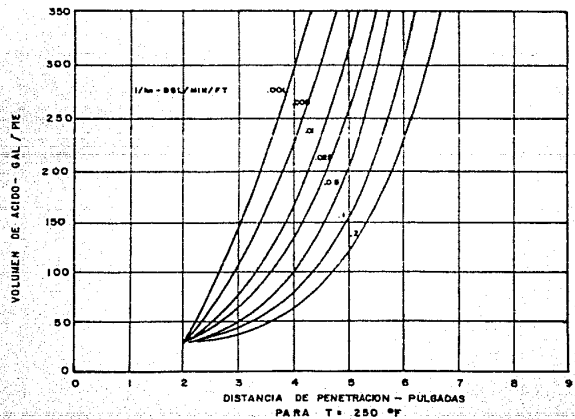


Figura V.7 Gráfica para determinar el volúmen de solución de la mezcla HF-HCl.

V.3. Procedimiento de diseño de un tratamiento de acidificación de areniscas. (1,3)

Al igual que cualquier tratamiento de estimulación de pozos, el diseño de una acidificación matricial es la base para el éxito de la operación, es por esto que la fase de diseño requiere de un máximo cuidado en cuanto a la tensión y manejo de los datos y variables del diseño.

Una vez que se ha decidido estimular un pozo mediante una acidificación matricial, debe hacerse una selección de los materiales a utilizar, esto es, en base a la composición y propiedades de la roca, porción de los fluidos, naturaleza del daño, temperatura de la formación y a las condiciones del pozo, se determina el ácido o ácidos a utilizar así como sus correspondientes concentraciones y aditivos necesarios.

Los datos de utilidad para el cálculo de las diferentes variables de diseño son básicamente:

- a) Gradiente de fractura de la formación, evaluado a cualquier profundidad.
- b) Gradiente de sobrecarga.
- c) Relación de Poisson de la formación.
- d) Presión de fondo estática
- e) Profundidad del intervalo productor
- f) Espesor del intervalo disparado.

- g) Porosidad de la formación
- h) Permeabilidad de la formación
- i) Viscosidad de ácido o mezcla de ácidos
- j) Temperatura de la formación
- k) Radio del pozo
- l) Radio de drene de la formación
- m) Diámetro interior de la tubería de producción
- n) Diámetro exterior de la tubería de producción

El diseño de un tratamiento de acidificación no debe especificar solamente los volúmenes y tipos de fluidos al ser inyectados, sino además el gasto máximo de inyección permisible y máxima presión del tratamiento (para evitar fracturar a la formación).

Un procedimiento sistemático para diseñar un tratamiento de acidificación es el siguiente:

Paso 1. Determinar el gradiente de fractura de la formación para el pozo o campo de interés. Este dato se puede obtener a través de pruebas de fracturamiento, para determinar la presión de fractura de una zona o yacimiento específico.

El procedimiento de prueba consiste en iniciar la inyección de agua o aceite limpios a la formación, a un bajo gasto, del orden de $\frac{1}{2}$ ó $\frac{3}{4}$ barril por minu

to, y medir la presión de bombeo. A continuación se incrementa el gasto de inyección por etapas y se lee la presión de inyección hasta que la curva gasto-presión cambie de pendiente, como se observa en el punto de la Fig. V.8, el valor de presión que dé este punto se divide entre la profundidad de la formación y se tiene el gradiente de fractura.

En caso de no poder hacer la prueba o de no tener datos disponibles que sean recientes, el gradiente puede ser estimado con la ecuación V.1.

$$gf = \alpha + (\text{gradiente de sobrecarga} - \alpha) \frac{\text{presión de yacimiento}}{\text{profundidad}} \dots (V.1)$$

Donde α = constante (0.33 a 0.5), generalmente se emplea como 0.5, aunque éste no es un valor fijo.

En esta ecuación el gradiente de sobrecarga se encuentra alrededor de 1.0 psi/pie para profundidades menores de 10 000 pies y 1.0 a 1.2 psi/pie para profundidades mayores a 10 000 pies.

Paso 2. Predecir el gasto máximo de inyección permisible -- sin llegar a fracturar la formación, por medio de la ecuación V.2.

$$i_{\max} = \frac{4.917 \times 10^{-6} k_{av} h_n (gf \times \text{prof.} - \text{presión del yac.})}{\mu \ln (re/rw)} \dots (V.2)$$

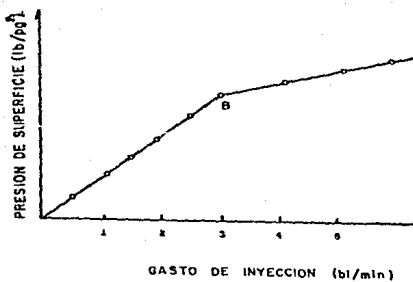


Figura V.8 Prueba para determinar el gradiente de fractura de la formación. El punto "B" representa la presión a la cual falla la formación.

Donde, la permeabilidad (k_{av}) se expresa en md; la viscosidad (μ) en cp; la presión en lb/pg²; el ra dio temporal de drene (r_e), el radio del pozo (r_w) y el espesor neto (h_n) en pies; y el gasto de inyec ción calculado en hl/min.

Para evitar fracturar la formación, el gasto de inyección forzosamente debe ser menor que i_{max} . Como una regla práctica, se sugiere emplear un gasto de inyección menor en un 10%.

Es importante hacer notar que k_{av} es la permeabilidad promedio que incluye a las permeabilidades de la zona dañada y de la formación cercana al pozo y no es la permeabilidad de la formación.

Las viscosidades del ácido usadas en la ecuación -- pueden ser obtenidas por medio de la Fig. V.9, que representa a la viscosidad del ácido para cada con centración a una determinada temperatura.

Paso 3. Predecir la presión máxima de superficie, ignorando que existe fricción del ácido con la tubería, por la cual los fluidos deben ser inyectados sin llegar a fracturar a la formación. Esta presión máxima de superficie puede ser calculada con la ecuación V.3

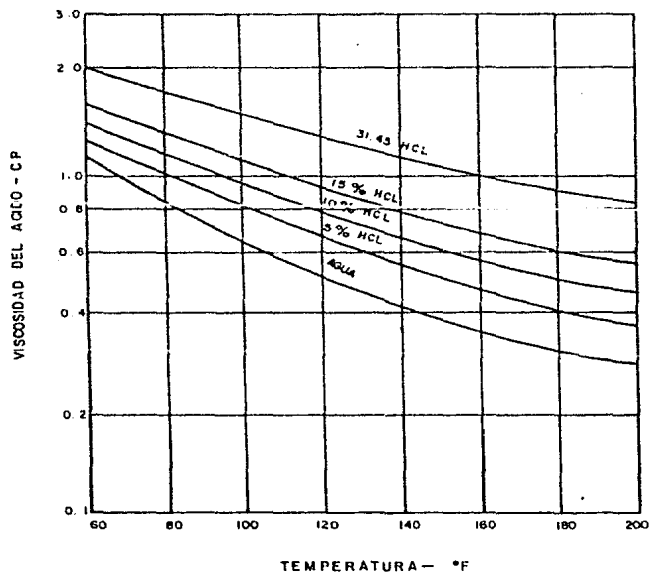


Figura V.9 Viscosidad del ácido a diferente concentración de HCl y temperatura.

$$P_{\max} = (gf - \text{Gradiente hidrostático del ácido}) \times \text{profundidad.} \text{ (V.3)}$$

El gradiente hidrostático del ácido puede obtenerse por medio de la Fig. V. 10.

Durante el tratamiento, la presión de superficie es tá limitada a valores menores que la presión máxima, pero como al inicio de la inyección ésto no es posi ble, por lo que se recomienda exceder la presión al inicio de la inyección, pero luego que la inyección es realizada reducirla a un valor menor que P_{\max} .

Paso 4. Determinar el volúmen de solución de la mezcla HF-HCl a utilizar, por medio de las gráficas de diseño mostradas en las Figuras V.4 a V.7. El empleo de és tas gráficas es como sigue:

- a).- Dividir el gasto máximo de inyección determina do en el paso 2, entre el espesor del interva lo productor para obtener el gasto específico de inyección en bl/min por pie de intervalo -- (i').
- b).- Estimar el radio de la zona dañada (r_d), en au sencia de datos de estudios del pozo, se sugie re que una baja permeabilidad (menor de 5 md), tiene un radio de la zona dañada de alrededor de 3 pg, en formaciones más permeables se pue-

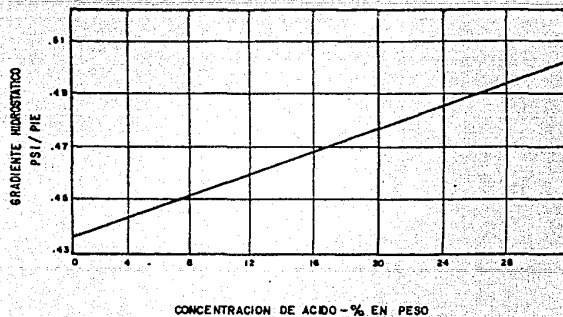


Figura V.10 Gradiente de presión impuesto por el ácido en un pozo.

de considerar que tenga un radio de la zona dañada de 6 pg o más.

- c).- Determinar la temperatura de la formación en °F.
- d).- Seleccionar la gráfica que mejor se ajuste a la temperatura de la formación, utilizando el espesor del daño considerado y el gasto específico de inyección, leer el volumen ácido requerido (3% de HF y 12% de HCl) para obtener un incremento en la permeabilidad para el radio deseado. Si el ácido a ser utilizado contiene más del 3% de HF reducir la lectura del volumen multiplicandola por la relación 3/(concentración de HF). Si el radio del pozo (r_w) no es de 3 pg, utilizar la ecuación V.4 para calcular el volumen requerido.

$$V = V_o \frac{(r_w + \Delta r_{\text{ácido}})^2 - r_w^2}{(3 + \Delta r_{\text{ácido}})^2 - 9} \quad \text{--- (V.4)}$$

Donde V_o es la lectura del volumen de ácido requerido cuando el radio del pozo es de 3 pg, y $\Delta r_{\text{ácido}}$ es la profundidad dentro de la formación en pg. En pozos con un gran intervalo abierto, la economía puede limitar el volumen total de ácido que puede ser utilizado. Para -

esos pozos las Figuras V.4 a V.7 pueden ser -- utilizadas para predecir el radio tratado con un determinado volumen de ácido.

Paso 5. Especificar el tratamiento de la siguiente manera:

- . Preflujo.- Normalmente se inyectan 50 galones por pie de intervalo perforado de ácido regular (HCl al 15%). El preflujo es destinado para:
 - 1) Remover la calcita de la región cercana al pozo antes de estar en contacto con el HF, y;
 - 2) Formar un barrido entre la mezcla HF-HCl y el agua de formación.

- . Mezclas de ácidos fluorhídrico--clorhídrico.- Inyectar el volumen de la mezcla determinado a través de las gráficas de diseño.

- . Postflujo.- Inyectar un bache de diesel o de ácido clorhídrico al 15% equivalente para el volumen de ácido. El postflujo aísla al ácido gastado del tratamiento dentro de la formación. También el -- diesel mezclado con etilen glicol monobutil ether (EGMBE) sirve para remover el agua de la formación fuertemente mojable por agua.

El tiempo de cierre no es requerido para que éste tratamiento sea efectivo. Tan luego como sea posible, el pozo es puesto a producción. En períodos de tiempo prolongados con ácido gastado en la formación, se reduce la efectividad del tratamiento.

V.4. Ejemplo de cálculo de un diseño de acidificación en areniscas.

Para ilustrar el procedimiento de diseño, considerese un tratamiento con solventes mutuos para un pozo de aceite -- con las siguientes características:

- Profundidad de la formación (D) = 5 000 pies
- Intervalo disparado (hn) = 10 pies
- Permeabilidad promedio de la formación, incluyendo la zona dañada (k_{av}) = 50 md.
- Temperatura (T) = 150°F
- Viscosidad del aceite a las condiciones prevalecientes de la formación (μ_o) = 1.0 cp.
- Presión en el yacimiento (pws) = 1 000 psi.
- Gradiente de sobrecarga (gs) = 1.0 psi/pie
- Radio del pozo (rw) = 3 pg.
- Radio de drene (re) = 660 pies

Paso 1. Determinar el gradiente de fractura (gf) para el pozo con la ecuación V.1.

$$gf = \alpha + (gs - \alpha) \frac{pws}{D} \dots (V.1)$$

Resolviendo para $\alpha = 0.5$, se tiene:

$$gf = 0.5 + (1.0 \text{ psi} - 0.5) \frac{1 \ 000 \text{ psi}}{5 \ 000 \text{ pies}}$$

$$gf = 0.6 \text{ psi/pie.}$$

Paso 2. Predecir el gasto máximo de inyección permisible sin fracturar la formación (i_{\max}), con la ecuación V.2.

$$i_{\max} = \frac{4.917 \times 10^{-6} k_{av} h_n (gf \cdot D - pws)}{\mu \ln (r_e/r_w)} \dots V.2$$

La viscosidad del ácido (μ) empleada en la ecuación V.2 se obtiene de la Fig. V.9, de donde: $\mu = 0.78 \text{ cp}$.

$$i_{\max} = \frac{4.917 \times 10^{-6} \cdot 50 \text{ md} \cdot 10 \text{ pies} \cdot (0.6 \text{ psi/pie} \cdot 5 \ 000 \text{ pies} - 1 \ 000 \text{ psi})}{0.78 \text{ cp} \cdot \ln (660 \text{ pies} / 12 \text{ pg} / 3 \text{ pg} \cdot 1 \text{ pie})}$$

$$i_{\max} = 0.80 \text{ bl/min.}$$

Paso 3. Predicción de la presión máxima de superficie (p_{\max}) que se obtiene por medio de la ecuación V.3.

$$p_{\max} = (gf - g_{ha}) \times D \dots (V.3)$$

El gradiente hidrostático del ácido (g_{ha}) se obtiene por medio de la Fig. V.10, de donde su valor es

0.47 psi/pie para el HCl al 15%. Sustituyendo valores:

$$p_{max} = (0.6 - 0.47) \text{ psi/pie} \times 5\,000 \text{ pies}$$

$$p_{max} = 650 \text{ lb/pg}^2$$

Paso 4. Cálculo del volumen de ácido requerido:

a).- Gasto específico de inyección (i').

$$i' = i_{max}/hn$$

$$i' = 0.80 \text{ bl/min}/10 \text{ pies}$$

$$i' = 0.80 \text{ bl/min-pie}$$

b).- Estimación del radio de la zona dañada (r_d).

Como la permeabilidad promedio es de 50 md se estima que el radio de la zona dañada es de 6 pg.

c).- Temperatura de la formación (T)

$$T = 150^\circ\text{F}$$

d).- Selección de la gráfica que mejor se ajusta a la temperatura de la formación, de las Figs. -

V.5, de donde se obtiene:

$$\text{Vol} = 220 \text{ gal/pie de intervalo perforado.}$$

Paso 5. Especificación del tratamiento de acidificación:

- Preflujo.- Inyección de 500 gal de HCl al 15%.

- Acido.- Inyección de 2 200 gal de la mezcla de á-

cidos HF al 3% y HCl al 12%.

- Postflujo.- Inyección de 2 200 gal de diesel al -
90% y de EGMBE al 10%.

1° Desplazar todo el fluido dentro de la formación a -
una presión menor de 650 lb/pg^2 en la secuencia si-
guiente: Preflujo; Mezcla de ácidos; y, Postflujo.

2° Parar el desplazamiento cuando los fluidos inyecta-
dos alcancen la cima de las perforaciones

R E F E R E N C I A S

- 1.- Williams, B.B., Gidley, J.L., and Schechter, R.S.:
"ACIDIZING FUNDAMENTALS", Soc. Pet. Eng. of AIME, 1979,
Capítulo 9, páginas 76-85. New York.
- 2.- Allen, Thomas O, and Roberts, Alan A.
"PRODUCTION OPERATIONS/VOL.", Well Completions Workover
and Stimulation. Capítulo 7 "Acidizing". Oil & Gas Con-
sultants International Inc. TULSA. 2an Printing.
- 3.- Silva, Carlos Islas
"APUNTES DE ESTIMULACION DE POZOS"
Facultad de Ingenierfa, U.N.A.M.

CAPITULO VI. ACIDIFICACION MATRICIAL EN ROCAS CALCAREAS.

VI.1. Mecanismo de ataque del ácido

VI.2. Predicción del radio de reacción.

VI.3. Procedimiento de diseño de una acidificación matricial a la roca carbonatada.

VI.4. Ejemplo de diseño

REFERENCIAS

CAPITULO VI. ACIDIFICACION MATRICIAL EN ROCAS CALCAREAS⁽¹⁾

En un tratamiento ácido a la matriz carbonatada, el ácido utilizado (usualmente ácido clorhídrico) es inyectado a una presión y gasto bastante bajos, para prevenir el fracturamiento de la formación. El objetivo del tratamiento consiste en efectuar mas o menos una penetración radial del ácido a la formación, para incrementar la permeabilidad aparente de la formación cercana al agujero.

Generalmente el tratamiento consiste de la inyección de ácido seguido por un flujo posterior (bache) de agua o hidrocarburo. Al ácido se le adiciona un inhibidor de corrosión para proteger la tubería del pozo, además de otros aditivos como agentes que previenen la formación de lodo asfáltico, sequestrantes de fierro, desemulsificantes y solventes mutuos - en la cantidad requerida para cada formación específica.

VI.1. Mecanismos de ataque del ácido.

Cuando el ácido es bombeado al interior de una formación carbonatada (caliza o dolomía) a presiones menores que la presión de fractura, el ácido fluye preferencialmente dentro de regiones altamente permeables como pueden ser: grandes poros, cavernas o fracturas naturales. La reacción del ácido en las regiones de alta permeabilidad causa la formación de grandes canales de flujo altamente conductivos deno-

minados "agujeros de gusano" que son resultado de altos gastos de reacción del ácido; ésto es: a mayor gasto de reacción del ácido, mayor es la tendencia a la formación de "agujeros de gusano".

Los ácidos empleados en el campo son altamente reactivos a condiciones de yacimiento y tienden a formar un número ilimitado de "agujeros de gusano", esta conclusión está basada en experimentos de laboratorio, pero ninguna teoría o estudio experimental puede predecir el número, tamaño o longitud de éstos.

VI.2. Predicción del radio de reacción.

Los rangos máximos de longitud de los "agujeros de gusano" varían desde algunas pulgadas a pocos pies. Esta longitud normalmente es controlada por la pérdida de gasto de fluido a través del "agujero de gusano" a la matriz de la formación.

El rango teóricamente posible de cálculo de la longitud de los "agujeros de gusano", considerando que no existe pérdida de fluido debido a que ésta es controlada por la viscosidad del ácido, es representado en las Tablas 1 y 2.

TABLA 1. Máxima distancia de penetración del ácido considerando que no hay pérdida de fluido.

(0.25 Bls/min., 40 perforaciones).

Número de "agujeros de gusano"/perforación.	Distancia máxima de penetración del ácido. (pies).
1	225.0
2	112.0
3	75.0
4	56.0
5	43.0
10	23.0

TABLA 2. Longitud máxima del "agujero de gusano" considerando que hay pérdida limitada de fluido.

(0.25 Bl/min., 40 perforaciones).

(un "agujero de gusano" por perforación).

Permeabilidad de la formación. (md)	Longitud máxima del "agujero de gusano" (pie)
1	8.9
5	2.0
25	0.5
100	0.1

El gasto de pérdida de fluido debido a un "agujero de gusano" puede ser reducido con un aditivo de pérdida de fluido. El tipo y concentración de aditivo debe ser cuidadosamente seleccionado para evitar el taponamiento de la formación que impida la terminación con éxito del tratamiento.

Normalmente los aditivos más efectivos son los polímeros sólidos o disueltos en ácido utilizados para un fracturamiento con ácido y aditivos de pérdida de fluido. Sin embargo, --

los ácidos emulsificados a causa de su alta viscosidad proporcionan mejores resultados que el ácido clorhídrico.

El radio de estimulación exacto de una acidificación a la matriz de una roca calcárea no puede ser predicho debido a que el número y localización de los "agujeros de gusano" no se pueden cuantificar.

VI.3. Procedimiento de diseño de una acidificación matricial a la roca carbonatada.

El diseño de un tratamiento ácido a la matriz carbonatada, consiste específicamente del tipo y volumen de ácido, el gasto máximo de inyección y presión que puede ser utilizada sin llegar a fracturar la formación.

En el procedimiento de diseño se hace notar que los tres primeros pasos son los mismos que los utilizados en el diseño de un tratamiento de acidificación matricial para una arenisca.

Paso 1. Determinar el gradiente de fractura en base al tratamiento de fracturamiento anterior o con la relación aproximada dada por la ecuación:

$$g_f \approx \alpha + (\text{grad. de sobrecarga} - \alpha) \frac{\text{presión de vac.}}{\text{profundidad}} \quad \text{--- (1)}$$

Paso 2. Predecir el gasto máximo de inyección posible sin llegar a fracturar la formación utilizando la ecuación:

$$i_{\max} = \frac{4.917 \times 10^{-6} \text{ kav hn (gf x profundidad - presión del yac)}}{\mu \ln (re/rw)} \quad \text{---(3)}$$

Para evitar el fracturar la formación claramente el gasto de inyección debe ser menor que i_{\max} . Como una regla práctica, se sugiere un gasto al 10% menor que i_{\max} . También se hace notar que kav es la permeabilidad promedio de la formación, considerando el efecto de la zona dañada y la permeabilidad de la formación no dañada. La viscosidad utilizada en la ecuación puede ser estimada a través de la Fig. V.9 mostrada en el capítulo anterior.

Paso 3. Predecir la máxima presión de superficie con la cual los fluidos pueden ser inyectados sin fracturar la formación, por medio de la ecuación:

$$P_{\max} = (\text{gf} - \text{gradiente hidrostático del ácido}) \times \text{profundidad} \quad \text{--- (3)}$$

Los datos para el gradiente hidrostático del ácido se pueden obtener a través de la Fig. V.10 mostrada en el capítulo anterior.

Durante el tratamiento, la presión de superficie está limitada a presiones inferiores que la máxima, en caso de que esto no sea posible, la presión de superficie puede ser exce

dida inicialmente, pero tan luego que la inyección se inicie el gasto debe reducirse para mantener una presión menor que P_{max} .

Paso 4. Determinar el tipo y volumen de ácido requerido.

Inyectar desde 50 a 200 gal/pie de intervalo perforado de HCl al 15% o al 28%. El volumen exacto de ácido y la concentración requerida no pueden ser predichos a causa de las incertidumbres en las condiciones cercanas al agujero y futuros cambios de la formación. En general, un gran volumen de ácido puede ser utilizado en pozos con alta temperatura o en pozos donde se espera un daño muy profundo. Cuando sea posible, utilizar HCl al 28% y un efectivo aditivo de pérdida de fluido en zonas en donde el ácido puede ser inyectado a un gasto del orden de 0.25 a 0.5 Bl/min.

En una formación con alta permeabilidad o con fracturas naturales, con frecuencia se obtienen mejores resultados al emplear un ácido emulsificado.

VI.4. Ejemplo de diseño de una acidificación matricial en rocas calcáreas.

Para ilustrar el uso del procedimiento de diseño, considerese el siguiente ejemplo.

Características del pozo:

kh = 200 md-pie

intervalo perforado = 20 pies

profundidad de la formación = 7 500 pies

gradiente de fractura = 0.7 psi/pie (a una presión inicial de 3 075 psi).

gradiente de sobrecarga = 1.0 psi/pie

presión del yacimiento 2 000 psi

viscosidad del ácido = 0.4 cp a condiciones de yacimiento

radio de drenaje = 660 pies

radio del pozo = 0.25 pie

Paso 1. Como el gradiente de fractura no se conoce para la presión actual del yacimiento de 2 000 psi, pero es conocida para una presión de 3 075 psi. Se puede estimar el gradiente de fractura actual, calculando el valor de la constante α .

Empleando la ecuación (1, donde el gradiente de sobrecarga y el de fractura son datos a la presión original del yacimiento:

$$0.7 = \alpha (1 - \alpha) \frac{3\ 075}{7\ 500}$$

Resolviendo para α , se tiene:

$$\alpha = \frac{0.29}{0.59} = 0.49$$

y el gradiente de fractura aproximado a la presión actual del yacimiento es:

$$g_f = 0.49 + (1 - 0.49) \frac{2\ 000}{7\ 500}$$

$$g_f = 0.63 \text{ psi/pie}$$

Paso 2. Estimar el gasto máximo de inyección con la ecuación 2):

$$i_{\max} = 4.917 \times 10^{-6} (200) \frac{(7\ 500 \times 0.63 - 2\ 000)}{0.4 \ln(660/0.25)}$$

$$i_{\max} = 0.85 \text{ Bl/min}$$

En la práctica el gasto máximo de inyección será un 10% menor que el calculado, entonces:

$$i_{\max} = 0.85 \times 0.9 = 0.77 \text{ Bl/min.}$$

Paso 3. Determinar la presión máxima de inyección en la superficie que pueda ser empleada sin fracturar la formación, con la ecuación (3):

$$p_{\max} = (0.63 \times 0.43)(7\ 500)$$

$$p_{\max} = 1\ 500 \text{ psi}$$

Paso 4. El volumen de ácido adecuado para vencer el daño es de 100 gal/pie. El trabajo es especificado de la siguiente manera:

- . Inyectar 2 000 galones de HCl al 28% a un gasto de inyección que no se exceda de 0.77 Bl/min, obteniendo una presión de superficie menor a la presión máxima.
- . Poner el pozo a producción lo más pronto posible.

R E F E R E N C I A S

1. Williams, B.B., Gidley, J.L., and Schechter, R.S.:
"ACIDIZING FUNDAMENTALS", Soc. Pet. Eng. of AIME, 1979,
Capítulo 10, páginas 86-91, New York.

C O N C L U S I O N E S

La acidificación matricial es definida como la inyección de una solución ácida dentro de la formación a una presión menor que la presión de ruptura de la misma. El éxito del tratamiento consiste en alcanzar una penetración lo suficientemente radial con el ácido, con la finalidad de sobrepasar la zona de daño que exista en la vecindad del pozo.

Los volúmenes utilizados en un tratamiento de acidificación a la matriz varían de acuerdo al tipo de formación y tratamiento por estimular, al tipo y porcentaje de la porosidad y al tipo y concentración de ácido o ácidos a utilizar.

Básicamente el procedimiento de diseño depende del tipo de formación a estimular. En el caso de una acidificación matricial en areniscas la parte esencial del diseño es la obtención de la velocidad de reacción del ácido con la formación, - que a su vez, determina su radio de acción. La penetración del ácido activo puede obtenerse experimentalmente usando núcleos de la formación. Es obvia la dificultad para realizar esta experimentación, ya que generalmente no se dispone de núcleos o del equipo necesario. En éstos casos la penetración del ácido activo puede obtenerse usando el método propuesto por Williams, quien correlacionó la penetración del ácido activo con su gasto específico, su volumen y su temperatura a las condiciones

del fondo del pozo.

Por otra parte, si la formación es calcárea el diseño - consiste específicamente del tipo, volumen y concentración de ácido, de la presión y gasto máximos de inyección que pueden - ser utilizadas sin llegar a fracturar la formación.

La solución ácida para el tratamiento debe ser elegida por su habilidad para disolver los minerales de la formación - y/o los sólidos extraños que dañan la formación.

Generalmente las formaciones areniscas son tratadas con una mezcla de ácidos clorhídrico-fluorhídrico en concentraciones del 12% y 3% respectivamente. Esta mezcla es elegida por - su habilidad para disolver las arcillas del lodo de perforación y también reacciona con la mayoría de los componentes de la -- arenisca, que incluyen sílice, feldespatos y material calcáreo aún cuando con éste último compuesto se debe evitar la reacción por presentarse precipitados secundarios indeseables.

Las formaciones carbonatadas generalmente son tratadas con ácido clorhídrico en concentraciones del 5 al 28%. La alta velocidad de reacción del ácido con el material calcáreo de la formación origina grandes canales de flujo altamente conductivos denominados "agujeros de gusano".

El ácido que es inyectado a la formación requiere un - gasto que generalmente es un poco menor (alrededor del 90%) - que el gasto máximo de inyección permisible sin llegar a fracturar la misma.

El volumen total de fluidos que se deben inyectar a la formación durante un tratamiento de acidificación matricial en areniscas está constituido normalmente por un volumen inicial (preflujo) para el acondicionamiento de la formación, el volumen correspondiente de la mezcla de ácidos para el tratamiento y, finalmente de un volumen de desplazamiento adecuado (post-flujo). Estos tres volúmenes deben ser diseñados cuidadosamente en composición y cantidad para cada caso.

Para un tratamiento de acidificación matricial de rocas calcáreas el volumen total de fluidos que normalmente se debe de inyectar está constituido por un volumen inicial de solución ácida desplazado a la formación por un volumen posterior de agua o hidrocarburos (kerosina o diesel).

Generalmente los tratamientos con ácido proporcionan -- buenos resultados; sin embargo cuando esto no sucede las causas pueden atribuirse a algunos de los siguientes factores:

- 1.- Para el caso de un tratamiento de acidificación matricial en areniscas.

1.a) Uso de ácidos que no contienen ácido fluorhídrico.

Las formaciones que contienen altas concentraciones de arcillas normalmente se deben de estimular con mezclas de ácidos que contienen ácido - - fluorhídrico (HF).

1.b) Omisión del pretratamiento con ácido clorhídrico.

El pretratamiento elimina que el ácido para todos se mezcle con el agua salada de la formación. Esta mezcla es perjudicial porque conduce a la formación de fluoruros que son sales insolubles.

1.c) Volumen inadecuado de la solución ácida.

Algunos tratamientos se efectúan usando 10 galones de solución ácida por pie de formación. Aunque éstos tratamientos pueden ocasionalmente ser efectivos, cuando la zona dañada es extremadamente somera o está confinada en las perforaciones de los disparos, se obtienen mayores relaciones de éxito, empleando por lo menos 125 galones por pie. En formaciones altamente permeables, extremadamente arcillosas o muy dañadas, se requieren mayores volúmenes.

1.d) No usar solventes mutuos en los tratamientos.

El empleo de un solvente mutuo (metanol, isopropanol, etilen glicol monobutil éther) generalmente mejora la frecuencia y el éxito de los tratamientos. Antes de utilizar éstos productos o cualquier otro aditivo deben de probarse en el laboratorio para asegurar su compatibilidad con otros aditivos.

2.- Para ambos casos de tratamientos de acidificación a la matriz.

2.a) Fracturamiento de la formación durante el tratamiento.

Si para lograr la admisión de fluidos se excede la presión máxima, la presión de inyección deberá reducirse abajo de la presión máxima tan pronto como se establezca la inyección.

2.b) Tratamiento de formaciones no dañadas.

Si un pozo con baja productividad no está dañado, un tratamiento de acidificación no incrementará la productividad y si es realizado inapropiadamente puede reducirla.

2.c) La prolongada iniciación a producción del pozo -- tratado.

El tiempo de cierre no es requerido para que éste tratamiento sea efectivo. Tan luego como sea posible el pozo debe ser puesto a producción. En periodos prolongados de espera con el ácido gastado en la formación, se reduce la efectividad del tratamiento.

R E C O M E N D A C I O N E S

La acidificación matricial se utiliza para remover daños que no sean muy profundos (del orden de algunas pulgadas a partir de la pared del pozo), debido a que el ácido con capacidad de reacción sólo puede alcanzar una distancia -- corta. Este tratamiento se utiliza tanto en formaciones carbonatadas como en areniscas, siempre y cuando la permeabilidad de la formación dañada sea tal que acepte matricialmente un -- gasto, en la mayoría de los casos los gastos son bajos y paulatinamente van creciendo por la acción disolvente del ácido. -- Cuando el daño es muy profundo o la baja permeabilidad es propiedad de la formación, se opta mejor por una operación de -- fracturamiento.