

MANUAL DE ESTIMULACION
MATICIAL DE POZOS
PETROLEROS

1986. 100 PÁGS. - 16.00 \$ USD.



INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO DE MÉXICO, S. DE C. V.

**MANUAL DE ESTIMULACION
MATRICIAL DE POZOS
PETROLEROS**

M.I. Carlos Islas Silva



COLEGIO DE INGENIEROS PETROLEROS DE MEXICO, A.C.

PROLOGO

El Colegio de Ingenieros Petroleros de México A.C., a través de su Comité de Publicaciones, ha emprendido un programa de edición de libros elaborados por sus agremiados, que permitan coadyuvar en el desarrollo profesional del ingeniero dedicado a la explotación de hidrocarburos.

El presente Manual constituye un esfuerzo mas, bajo los auspicios de este programa y en él se presentan los principios que fundamentan la estimulación matricial de pozos petroleros y el estado actual de esta especialidad.

En su primer capítulo se introduce al lector en la estimulación de pozos petroleros. En el segundo capítulo se establece la necesidad de aplicar la estimulación para mejorar el comportamiento de los pozos, incluyendo la discusión amplia del daño a la formación, su evaluación y consecuencias de su remoción.

Los capítulos III y IV presentan los fundamentos de la estimulación matricial y su estado actual en el ámbito mundial, pretendiendo proporcionar al lector criterios para la selección de la estimulación, sus fluidos y aditivos de tratamiento y el diseño para su realización.

El libro fue escrito por el M. I. Carlos Islas Silva, a quien externamos nuestro agradecimiento por su valiosa colaboración en beneficio de la Ingeniería Petrolera.

Ing. Carlos Cuellar Angulo
Presidente

AGRADECIMIENTOS

La realización del presente libro ha sido posible con la ayuda de mi esposa Silvia y mis hijos, en especial Mayra, quienes en todo momento me alentaron y coadyuvaron en la mecanografía y elaboración de los dibujos presentados. Para ellos mi mayor reconocimiento.

Un especial agradecimiento al Ing. Claudio Sánchez Montalvo por su valiosa intervención en la preparación de borradores y versión final del Manual y a la QFB. Alicia Muñoz Herrera por la revisión del primer borrador.

Mi agradecimiento también al Colegio de Ingenieros Petroleros de México, por hacer posible esta publicación.

Finalmente mi reconocimiento a los especialistas en la estimulación de pozos, en especial a la compañía Halliburton y Dowell-Schlumberger, por el material incluido, y que debidamente referenciado enriqueció el contenido de este Manual de Estimulación Matricial de Pozos Petroleros.

Carlos Islas
Marzo 1991

CONTENIDO

Página

I	INTRODUCCION	1
I.1	Definición de estimulación	1
I.2	Importancia de la estimulación	1
I.3	Desarrollo histórico	1
II	LA ESTIMULACION DE POZOS Y EL DAÑO A LA FORMACION	3
II.1	Introducción	3
II.2	Métodos de estimulación	4
II.3	Daño a la formación y pseudodaños	5
II.4	Efectos del daño	7
II.5	Origen del daño a la formación	10
II.6	Mecanismos del daño	12
II.7	Tipos de daño	14
II.8	Evaluación del daño	23
III	ESTIMULACION MATRICIAL NO REACTIVA	25
III.1	Tipos de estimulación matricial	25
III.2	Fenómenos de superficie	26
III.3	Surfactantes	29
III.4	Tipos de daño susceptibles de remover con estimulación matricial no reactiva	32
III.5	Selección de surfactantes en la estimulación matricial no reactiva	34
III.6	Fluidos base	37
III.7	Diseño	37
IV	ESTIMULACION MATRICIAL REACTIVA	41
IV.1	Introducción	41
IV.2	Acidos	41
IV.3	Cinética de reacción	52
IV.4	Aditivos	59
IV.5	Selección de fluidos en la acidificación matricial	63
IV.6	Estudios de laboratorio para el diseño de una estimulación matricial	65
IV.7	Técnicas y diseños de estimulaciones matriciales reactivas	69
	NOMENCLATURA	79
	REFERENCIAS	81

I. INTRODUCCION

Entre los más importantes desarrollos tecnológicos con que cuenta la Ingeniería Petrolera están los métodos de estimulación de pozos. Tal es la importancia de la estimulación de pozos que se puede asegurar que no existe pozo en el mundo en el que no se haya aplicado uno o más de estos procedimientos; aún más, muchos pozos existen como productores comerciales debido precisamente a la estimulación de su productividad.

En este manual se pretende proporcionar conocimientos suficientes para que el ingeniero dedicado a la explotación de pozos petroleros pueda: determinar la conveniencia de una estimulación matricial; conocer las características, ventajas y desventajas de los procedimientos de estimulación matricial más comúnmente utilizados; seleccionar el método de estimulación y los materiales más apropiados, para las condiciones particulares de una formación y de un pozo; diseñar la estimulación matricial seleccionada.

I.1. DEFINICION DE ESTIMULACION

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

Los objetivos de la estimulación son: para pozos productores, incrementar la producción de hidrocarburos; para pozos inyectores, aumentar la inyección de fluidos como agua, gas o vapor, y para procesos de recuperación secundaria y mejorada, optimizar los patrones de flujo.

1.2 IMPORTANCIA DE LA ESTIMULACIÓN^{1*}

Entre las contribuciones más significativas a la industria petrolera está la ESTIMULACION DE POZOS.

A través de la ESTIMULACION DE POZOS ha sido posible mejorar la producción de aceite y gas e inclusive, incrementar las reservas recuperables.

La estimulación ha llegado a ser una práctica estándar, y se puede asegurar que actualmente no existe pozo productor o inyector que no haya sido estimulado cuando menos una vez, pudiéndose considerar que la mayoría de los pozos perforados en este siglo han sido estimulados. Aun más, considerable porcentaje de reservas de Hidrocarburos, ha sido posible producir las económicamente a través de una Estimulación.

La estimulación se ha aplicado a todo tipo de formaciones y profundidades de los pozos petroleros y se ha extendido a pozos de agua, de vapor, de desecho, etcétera.

A través de los años la tecnología asociada con la estimulación se ha enriquecido significativamente, desarrollándose métodos, materiales y equipos para estimular todo tipo de yacimientos.

Los avances tecnológicos son consecuencia de la experiencia e investigación llevada a cabo desde finales del siglo pasado; sin embargo, los conocimientos sobre la estimulación de pozos aún no han sido del todo desarrollados. Consecuentemente, la aplicación del conocimiento actual para optimizar técnica y económicamente los diseños de estimulación, es algunas veces incierto y puede conducir a fracasos, por lo que la investigación en el campo de la estimulación de pozos continúa ininterrumpidamente.

* Referencias al final del Manual.

I.3 DESARROLLO HISTORICO^{2,3}

El primer método de estimulación de la productividad de un pozo que fue aplicado se remonta al inicio de la explotación industrial de petróleo, aproxi-

madamente en 1860. Este proceso fue ideado a través del uso de nitroglicerina que se hacía explotar. El método se llamó fracturamiento con explosivos y llegó a ser popular en 1920.

En 1894 el HCl se aplicó en formaciones de caliza en Lima, Ohio, siendo patentado el proceso en marzo 17 de 1896 (U.S. No. 556669), método abandonado o poco usado por la alta corrosión ocasionada en las instalaciones superficial y subsuperficial de los pozos. En 1929 se inyectó a la formación bajo presión en Kentucky.

Hasta 1932, con el desarrollo de los inhibidores de corrosión, la acidificación fue ampliamente aceptada y reconocida como un medio efectivo de incrementar la productividad de los pozos. En 1940 se introdujo el empleo de mezclas de ácidos HCl-HF.

El estudio de problemas de acidificación, inyección de agua, pérdidas de circulación, cementaciones forzadas y la incipiente estimulación de pozos con explosivos, condujeron a considerar otro de los más importantes métodos: el Fracturamiento Hidráulico, patentado por R.F. Farris en noviembre 10 de 1953, e introducido por Clark. La primera operación se efectuó en 1947 en un campo de gas (Hugoton) en Kansas, en el pozo Klepper No. 1 con resultados desalentadores. Posteriormente con el empleo de mayores volúmenes y gastos se probó con éxito y su aplicación fue ampliamente extendida a todos los países y a la mayoría de los tipos de yacimientos y a profundidades de hasta 6,000 m y más.

Adicionalmente y en forma simultánea se han desarrollado y probado una gran variedad de otros métodos de estimulación, aunque de menor importancia a los previamente citados.

II. LA ESTIMULACION DE POZOS Y EL DAÑO A LA FORMACION

II.1 INTRODUCCION

Dado que la estimulación de pozos concierne directamente con el mejoramiento de su productividad, o en su caso de su inyectabilidad, su éxito depende básicamente de las condiciones en que se encuentren los pozos. Esto obliga a conocer con precisión los parámetros que controlan la productividad de los pozos antes de decidir si es conveniente o no realizar una estimulación para mejorar la producción. En consecuencia esto constituye el primer paso previo a una estimulación.

Obviamente como premisas para la existencia de un pozo petrolero se requiere: 1) que existan hidrocarburos, 2) que la formación que los contenga permita en alguna medida el paso de los mismos a través de la roca y 3) que se tenga energía suficiente para propiciar su flujo hacia el pozo. Las características conjuntas de estas tres condiciones son los parámetros que controlan la productividad de los pozos y de su conocimiento preciso se podrá determinar si es conveniente o no realizar una estimulación.

Considerando que las premisas antes citadas concurren en un pozo, es necesario realizar un análisis (ANALISIS NODAL**) que permita evaluar el sistema completo de producción de un pozo.⁴

La Fig II.1, muestra esquemáticamente las tres etapas de flujo en que se puede dividir el sistema completo de producción de un pozo; el flujo del yacimiento al pozo a través del intervalo terminado: el flujo de los fluidos del fondo del pozo a la superficie, y finalmente el flujo de la cabeza del pozo al separador a través de la línea superficial.

El Análisis Nodal permitirá optimizar el sistema para producir lo más económicamente posible, determinar la contribución de cada componente del sistema y así evitar restricciones inconvenientes al flujo y permitir evaluar el efecto de los cambios de cualquier componente para incrementar los ritmos de producción. Como se observa en la Fig II.1, la energía de presión disponible en el yacimiento se pierde en cada etapa del sistema de producción, esto es:

$$\Delta P_T = \Delta P_r + -\Delta P_w + \Delta P_f \quad \text{II.1}$$

Donde:

ΔP_T : Caída de Presión Total en el Sistema.

ΔP_r : Caída de Presión en el Yacimiento e intervalo abierto a producción.

ΔP_w : Caída de Presión en el Pozo.

ΔP_f : Caída de Presión en la Superficie.

** Marca Schlumberger

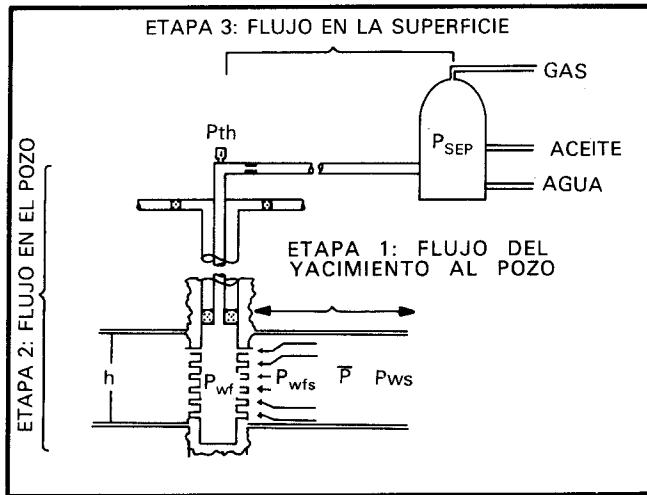


Figura II.1 Sistema de producción de un pozo.

Si se tiene:

- P_{ws} : Presión Estática del Yacimiento.
- P_{wfs} : Presión de Fondo Fluyendo antes de entrar el fluido al intervalo terminado.
- P_{wf} : Presión de Fondo Fluyendo en el Pozo.
- P_{th} : Presión en la Cabeza del Pozo.
- P_{sep} : Presión en el Separador.

Entonces:

$$\begin{aligned} \Delta P_r &= P_{ws} - P_{wf} & \text{II.2} \\ \Delta P_w &= P_{wf} - P_{th} & \text{II.3} \\ \Delta P_f &= P_{th} - P_{sep} & \text{II.4} \\ \Delta P_T &= P_{ws} - P_{sep} & \text{II.5} \end{aligned}$$

II.2 METODOS DE ESTIMULACION

Como ya se mencionó, la estimulación tiene como objetivo el mejoramiento de la productividad o inyectabilidad de los pozos petroleros.

Considerando un pozo productor, la ecuación de Darcy en su forma más simple puede usarse para conocer la respuesta de un pozo. En condiciones de flujo permanente, suponiendo un yacimiento radial circular como el mostrado en la Fig II.2, se tiene para condiciones ideales de flujo (en unidades Darcy):

$$q = \frac{2\pi kh (P_{ws} - P_{wf_{ideal}})}{\mu L \ln(r_e/r_w)} \quad \text{II.6}$$

En esta ecuación la permeabilidad, k , no debe referirse a la permeabilidad absoluta, efectiva ni relativa, sino a una permeabilidad equivalente, efectiva a los fluidos del yacimiento, función de la heterogeneidad de la formación y otros factores. En esta ecuación q es el gasto del pozo, h el espesor de la zona productora, $P_{wf_{ideal}}$ presión de fondo fluyendo en condiciones de flujo ideal, μ es la viscosidad de los fluidos del yacimiento, r_w el radio del pozo y r_e su radio de drené.

En el supuesto caso de que no existiese ninguna alteración en la permeabilidad virgen y equivalente de la formación a los fluidos del yacimiento y ninguna restricción de los mismos al entrar al pozo a través del intervalo en producción, se tendría un comportamiento de la presión como el indicado por la línea discontinua en la Fig II.2 (b), siendo válida la Ec II.6.

En condiciones reales, es común que exista una caída de presión adicional, ΔP_s , la cual fue definida en función del "EFECTO SKIN", S , por van Everdingen y Hurst:⁵

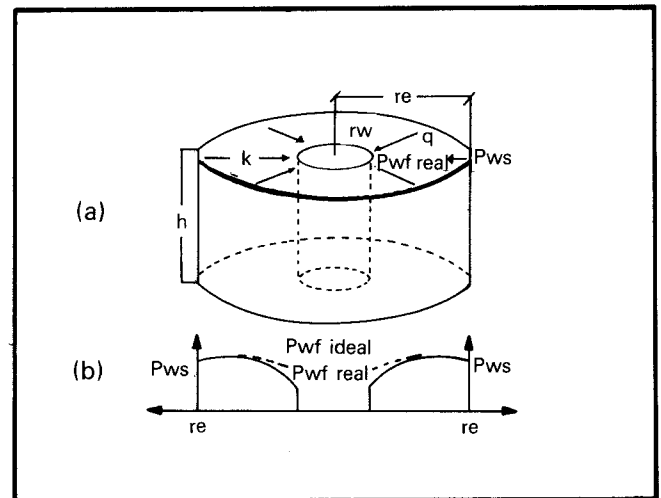


Figura II.2 Condiciones esquemáticas del flujo Darcy en un yacimiento radial circular.

$$\Delta P_s = P_{wf_{ideal}} - P_{wf_{real}} \quad \text{II.7}$$

Dada por:

$$\Delta P_s = \frac{q\mu}{2\pi kh} S \quad \text{II.8}$$

De donde:

$$P_{wf_{ideal}} = \frac{q\mu}{2\pi kh} S + P_{wf_{real}}$$

Sustituyendo $P_{wf_{ideal}}$ en la Ec II.6 se tiene:

$$q = \frac{2\pi kh (P_{ws} - P_{wf_{real}})}{\mu \{ \ln(r_e/r_w) + S \}} \quad \text{II.9}$$

Ecuación que en su forma más sencilla representa las condiciones reales de flujo del yacimiento al pozo, donde S es matemáticamente adimensional.

Cada uno de los términos de esta ecuación afectarán la productividad del pozo y ciertas acciones pueden tomarse para cambiar favorablemente estos factores. Debe observarse que los parámetros que pueden modificarse se restringen básicamente a la permeabilidad, k, y al efecto skin, S.⁴ Un valor bajo de permeabilidad o un valor grande del efecto Skin propiciarán una baja productividad del pozo.

Con respecto a la permeabilidad, es en lo general poco probable que se pueda incrementar a valores que permitan tener respuestas considerables en la productividad de los pozos. En estos casos cuando la permeabilidad es baja (< 10 md), la posibilidad de incrementar considerablemente la productividad es a través de la ESTIMULACION POR FRACTURAMIENTO. En este caso las características del yacimiento permanecen inalteradas y el mejoramiento de la productividad se da por el cambio de patrón de flujo de radial circular a lineal hacia una gran superficie dentro del yacimiento creada por el fracturamiento.

Por otra parte, un valor grande de S en general será consecuencia de un daño causado en la zona vecina al pozo, debido principalmente a las operaciones de perforación, cementación y terminación del mismo.

Esta alteración en la vecindad del pozo puede realmente ser eliminada y así reducir a cero el valor de S, o en algunos casos disminuirlo más a valores negativos. Esto es posible lograrlo a través de la ESTIMULACION MATRICIAL.

En cualquier caso, la estimulación reduce el efecto Skin, S, y el mejoramiento de la productividad del pozo resulta de un virtual incremento efectivo del radio del pozo, dado por:⁵

$$r_w' = r_w e^{-S} \quad \text{II.10}$$

II.3 DAÑO A LA FORMACION Y PSEUDODAÑOS^{4,6}

El daño a una formación productora de hidrocarburos es la pérdida de productividad o inyectabilidad, parcial o total y natural o inducida de un pozo, re-

sultado de un contacto de la roca con fluidos o materiales extraños, o de un obturamiento de los canales permeables asociado con el proceso natural de producción.

Es importante señalar que en condiciones normales de los pozos, sobre todo a su terminación, la zona de la formación vecina a la pared del pozo se encuentra dañada debido a la perforación misma, a la cementación de tuberías y al conjunto de operaciones requeridas para poner el pozo a producir. Es por ello importante analizar las causas de la caída de presión que se tienen al llevar los fluidos desde el yacimiento al fondo del pozo. Esta caída de presión, ΔP_r , controla en gran medida el caudal de entrada de fluidos al pozo. El análisis de esta parte del sistema de producción consiste en considerar, como se muestra en la Fig II.3, el flujo de fluidos desde el radio de drenaje del pozo, pasando a través de la zona virgen de la formación y de la zona vecina al pozo, generalmente alterada, y de aquí al intervalo perforado a través de los túneles de los disparos.

$$\begin{aligned} \Delta P_r &= \Delta P_{fm} + \Delta P_{fd} + \Delta P_t + \Delta P_{PC} + \Delta P_{perf} + \Delta P_{tp} \quad \text{II.11} \\ &= P_{ws} - P_{wf} \end{aligned}$$

Donde:

- ΔP_{fm} : Caída de presión requerida para mover los fluidos a través de la formación en la zona no alterada.
- ΔP_{fd} : Caída de presión requerida para mover los fluidos a través de la zona alterada.
- ΔP_t : Caída de presión causada por la turbulencia del fluido al entrar al pozo.
- ΔP_{PC} : Caída de presión asociada con la penetración parcial de la zona productora y/o el efecto de inclinación relativa de la formación con el eje del pozo.
- ΔP_{perf} : Caída de presión asociada con las perforaciones (penetración, defasamiento y densidad).
- ΔP_{tp} : Caída de presión asociada con el flujo de fluidos a través de los túneles de las perforaciones.

Para determinar la caída de presión ΔP_r , se requiere registrar la presión del fondo del pozo y su variación con el tiempo, lo cual se hace con un registrador adecuado. El análisis de la variación de presión de pruebas de incremento o decremento, conduce a determinar una presión de fondo fluyendo real, $P_{wf_{real}}$. Si se considerara una terminación en agujero descubierto y la inexistencia de alteración alguna en la vecindad del pozo, el valor de la presión de fon-

do fluyendo sería diferente y se podría indicar como $P_{wf_{ideal}}$.

En estas condiciones y como se mostró en la Fig II.2 se define una diferencia de presión entre la $P_{wf_{ideal}}$ y la $P_{wf_{real}}$.

$$\Delta P_s = P_{wf_{ideal}} - P_{wf_{real}} \quad II.7$$

van Everdingen y Hurst, relacionaron esta diferencia de presión en régimen permanente con el llamado "Efecto Skin", S, donde:

$$\Delta P_s = \frac{q\mu}{2\pi kh} S \quad II.8$$

Esta ecuación en unidades de campo será:

$$\Delta P_s \text{ (psi)} = \frac{141.2 q(\text{BPD}) \mu(\text{cp}) B_o(\text{adim})}{k(\text{md}) h(\text{pie})} S(\text{adim})$$

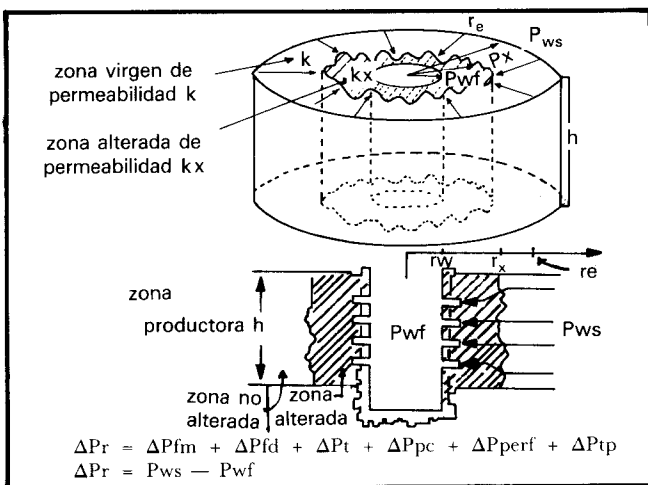


Figura II.3 Diagrama de un sistema típico de flujo de un pozo.

Donde B_o es el factor de volumen del aceite.

La ΔP_s se debe a las caídas de presión adicionales causadas por los efectos de: la zona alterada de la formación (ΔP_{fd}), la turbulencia al llegar los fluidos a los disparos (ΔP_t), la terminación relativa del intervalo disparado con la zona productora (ΔP_c) y a la restricción al flujo por el patrón y penetración de las perforaciones (ΔP_{perf}) y por las restricciones en los túneles de las mismas (ΔP_{tp}), es decir:

$$\Delta P_s = \Delta P_{fd} + \Delta P_t + \Delta P_{PC} + \Delta P_{perf} + \Delta P_{tp} \quad II.12$$

En consecuencia se le puede asociar a cada pérdida de presión un factor de pseudodaño, por lo que el Efecto Skin, S, está compuesto por los pseudofactores:

$$S = S_{fd} + S_t + S_{pc} + S_{perf} + S_{tp} \quad II.13$$

Donde:

- S_{fd} : Factor de daño real de la formación
- S_t : Pseudofactor de daño por turbulencia
- S_{pc} : Pseudofactor de daño por terminación
- S_{perf} : Pseudofactor de daño por las perforaciones
- S_{tp} : Pseudo factor de daño por los túneles de las perforaciones

Dado que las pruebas de presión permiten obtener el efecto Skin o factor de daño total S, este valor estará influenciado por el factor de daño verdadero a la formación y los otros pseudofactores, algunos de los cuales pueden tomar valores negativos, positivos o ser nulos. Obviamente la estimación de pozos sólo concierne con el factor de daño verdadero, S_{fd} y el pseudofactor por restricciones en los túneles de los disparos, por lo que es de extrema importancia cuantificar los componentes del efecto Skin y así estimar el efecto de una estimulación dirigida a la remoción del daño verdadero de la formación en la vecindad del pozo y la eliminación de la restricción en los túneles de las perforaciones.

Considerando el sistema típico de flujo de un pozo dado en la Fig II.3, y suponiendo que el pozo se encuentra terminado en agujero abierto y que los pseudofactores de daño son nulos, se tendría un factor de daño S debido exclusivamente al daño verdadero, por efecto de una zona alrededor del pozo con una permeabilidad, k_x , diferente a la de la zona virgen de la formación, k .

En estas condiciones considerando el flujo a través de la zona alterada de radio r_x y presión P_x , se tiene:

a) Si $k_x = k$

$$q = \frac{2\pi kh (P_x - P_{wf_{ideal}})}{\mu \ln(r_x/r_w)} \quad II.14$$

b) Si $k_x < > k$

$$q = \frac{2\pi k_x h (P_x - P_{wf_{real}})}{\mu \ln(r_x/r_w)} \quad II.15$$

Combinando estas ecuaciones con las Ecs II.7 y II.8, se demuestra que:

$$S = \left[\frac{k}{kx} - 1 \right] \text{Ln} \frac{r_x}{r_w} \quad \text{II.16}$$

De aquí puede observarse que:

- Si $kx < k$, $S > 0$, el pozo está dañado
- Si $kx = k$, $S = 0$, el pozo no tiene daño
- Si $kx > k$, $S < 0$, el pozo fue estimulado

La tabla II.1 presenta valores típicos de S y su significancia relativa.

Tabla II.1⁶ Valores típicos de S y su significancia relativa

Condición del pozo	Valor del daño verdadero a la formación S
Altamente dañado	$S > + 10$
Dañado	$S > 0$
Sin Daño	$S = 0$
Acidificado	$- 1 \leq S \leq - 3$
Fracturado	$- 2 \leq S \leq - 4$
Masivamente Fracturado	$S < - 5$

II.4 EFECTOS DEL DAÑO

Con la finalidad de evaluar en forma teórica y cuantitativa los efectos de los daños susceptibles de removerse a través de la estimulación matricial (restricciones en los túneles de las perforaciones y daño verdadero en la formación), en principio considérese un pozo en un yacimiento que no presenta ningún tipo de daño; es decir, supóngase que $S = 0$. En estas condiciones se puede estimar el potencial ideal y natural del pozo con el empleo de la Ec II.6. En unidades de campo esta ecuación es:

Para aceite:

$$q_o = \frac{0.007082 k_o h (P_{ws} - P_{wf_{ideal}})}{\beta_o \mu_o \text{Ln}(r_e / r_w)} \quad \text{II.17}$$

Para gas:

$$q_g = \frac{0.000704 k_g h (P_{ws}^2 - P_{wf_{ideal}}^2)}{Z \mu_g T \text{Ln}(r_e / r_w)} \quad \text{II.18}$$

Para agua (caso de pozo inyector):

$$q_w = \frac{0.007082 k_w h (P_{wf_{ideal}} - P_{ws})}{\beta_w \mu_w \text{Ln}(r_e / r_w)} \quad \text{II.19}$$

Donde:

- q_o : Gasto de producción de aceite (BPD)
- q_g : Gasto de producción de gas (PCD @ 14.7 psi, 60°F)
- q_w : Gasto de producción de agua (BPD)
- k_o, k_g, k_w : Permeabilidad al aceite, al gas y al agua, respectivamente (mD)
- h : Espesor neto productor o inyector (pie)
- P_{ws} : Presión del yacimiento (psi)
- $P_{wf_{ideal}}$: Presión de fondo fluyendo (o inyectando) (psi)
- β_o, β_w : Factor de volumen del aceite y agua, respectivamente (adimensional)
- μ_o, μ_g, μ_w : Viscosidad del aceite, gas y agua, respectivamente (cp)
- r_e : Radio de drene del pozo (pie)
- r_w : Radio del pozo (agujero) (pie)
- Z : Factor de compresibilidad del gas (@Q Pwf, T) (adim.)
- T : Temperatura del yacimiento (°R)

Como se mencionó anteriormente en condiciones ideales, es posible con estas ecuaciones estimar el potencial natural de un pozo. Sin embargo, cuando se tiene un agujero revestido y disparado, el flujo que puede aportar el pozo, debe converger hacia los túneles de los disparos. Como se muestra en la Fig II.4, se tendrá un flujo lineal a través de cada túnel del disparo y el flujo en esta zona deberá estimarse por la Ley de Darcy para flujo lineal.

El túnel de la perforación se logra por la detonación de cargas explosivas que generan presiones altísimas y que lanza un "Jet" a velocidades de 15,000 a 30,000 pie/seg. Este impacto hace que se perfora la tubería de revestimiento, el cemento y llegue hasta la formación, la cual se compacta alterando sus características físicas y propiciando el inicio de los problemas asociados con la restricción al flujo a través de las perforaciones. Estas restricciones se ven incrementadas por los detritos de las pistolas, la tubería, el cemento y la propia formación. Naturalmente esto se agrava cuando las perforaciones se realizan en seno de fluidos sucios (con contenido de sólidos). Las consecuencias de esta situación propician que los túneles de los disparos se encuentren en mayor o me-

nor grado con residuos sólidos y su efecto puede ser estimado considerando que el túnel de la perforación esté empacado, con sólidos que propicien una permeabilidad del orden de Darcys. En estas condiciones la Ley de Darcy para flujo lineal será útil para calcular el gasto de fluido a través del túnel de la perforación:

$$q_p = \frac{0.001127 k A \Delta P}{\beta_o \mu_o L} \quad \text{II.20}$$

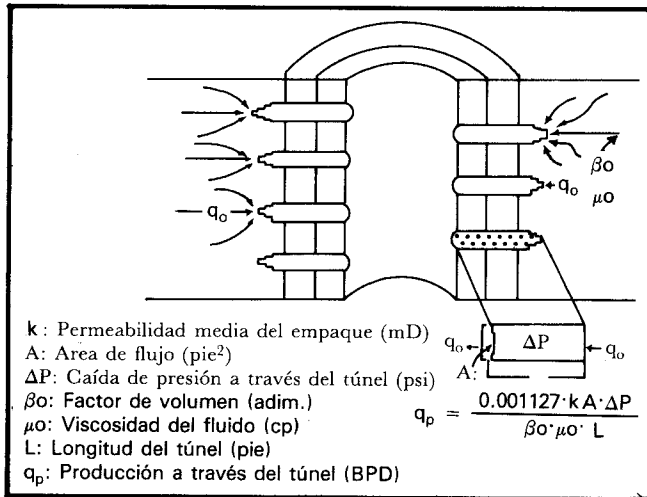


Figura II.4 Efecto del daño en el túnel de la perforación.

Donde:

q_p : Producción a través del túnel de la perforación (BPD)

k : Permeabilidad del empaque (mD)

A : Área transversal de flujo del túnel (pie²)

ΔP : Caída de presión a través del túnel (psi)

β_o : Factor de volumen del fluido (adim.)

μ_o : Viscosidad del fluido (cp)

L : Longitud del túnel (pie)

Un simple cálculo con la Ec II.20, concluye que la limpieza de los túneles de las perforaciones es determinante para que el pozo pueda manifestarse; de otra forma puede observarse que en la mayoría de los casos, el pozo al perforarse, no se manifiesta.

La eliminación de las restricciones en los túneles de los disparos y su conexión con la formación, a través de la zona compactada, constituyen el objetivo inmediato de la primera estimulación a un pozo, el tratamiento de limpieza. Esto obliga en lo general a estimular el pozo inmediatamente después de efectuar las perforaciones, lo cual permitirá facilitar la inducción del pozo a producción.

Considerando que ya no se tiene restricción alguna en las perforaciones, es conveniente discutir cuál sería el efecto en la productividad del pozo por la presencia del daño verdadero a la formación. Para esto asúmase la situación planteada en la Fig II.3, suponiendo como en el caso anterior, que los pseudofactores de daño son nulos y que se trata de un yacimiento bajosaturado.

La Fig II.3 presenta un pozo y una geometría radial circular con una zona de radio de penetración r_x y permeabilidad k_x, diferente a la permeabilidad de la formación k haciendo un balance de presiones se tendrá lo siguiente:

$$(P_{ws} - P_{wf}) = (P_{ws} - P_x) + (P_x - P_{wf}) \quad \text{II.21}$$

aplicando la expresión II.17 para este caso se tiene:

$$(P_{ws} - P_{wf}) = \frac{\beta_o \mu_o q_o \text{Ln}(r_e/r_w)}{0.007 k_e h} \quad \text{II.22}$$

donde k_e es una permeabilidad promedio equivalente a las permeabilidades k_x y k. Considerando condiciones de flujo permanente, se tendrá:

$$(P_{ws} - P_x) = \frac{\beta_o \mu_o q_o \text{Ln}(r_e/r_x)}{0.007 k h} \quad \text{II.23}$$

$$(P_x - P_{wf}) = \frac{\beta_o \mu_o q_o \text{Ln}(r_e/r_w)}{0.007 k_x h} \quad \text{II.24}$$

sustituyendo II.22, II.23 y II.24 en II.21:

$$\frac{\beta_o \mu_o q_o \text{Ln}(r_e/r_w)}{0.007 k_e h} = \frac{\beta_o \mu_o q_o}{0.007 h} \left[\frac{1}{k} \text{Ln} \frac{r_e}{r_x} + \frac{1}{k_x} \text{Ln} \frac{r_x}{r_w} \right]$$

De donde:

$$k_e = \frac{\text{Ln} \frac{r_e}{r_w}}{\frac{1}{k} \text{Ln} \frac{r_e}{r_x} + \frac{1}{k_x} \text{Ln} \frac{r_x}{r_w}} \quad \text{II.25}$$

En esta ecuación, puede observarse que si k_x → 0, k_e → 0, lo cual significa que la respuesta del pozo dependerá de la restricción en la permeabilidad de la zona alterada, pudiendo en algunos casos no ma-

nifestarse el pozo por la presencia de una zona alrededor del mismo con muy baja permeabilidad, esto independientemente de que esta zona sea de pequeña o gran penetración.

En otro orden de ideas, por definición, el índice de productividad J_o , está dado por:

$$J_o = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wf}} \quad \text{II.26}$$

En el caso de un yacimiento ideal con empuje hidráulico 100% efectivo, se puede considerar que P_{ws} no cambia con el tiempo y se tendrá una línea recta en la gráfica de P_{wf} vs. q :

$$P_{wf} = - \frac{1}{J_o} q_o + P_{ws} \quad \text{II.27}$$

Esta gráfica es conocida como RELACION DE COMPORTAMIENTO DE FLUJO "IPR" y se presenta en la Fig II.5.

Por lo general la presión del yacimiento, P_{ws} , disminuye a medida que se explota, por lo que J cambia en función del tiempo. La misma Fig II.5 muestra la curva (a) que representará el comportamiento real de un yacimiento en condiciones naturales de la formación, es decir, cuando la formación no ha sufrido ninguna alteración en la zona vecina al pozo. Sin embargo, generalmente las formaciones se encuentran en mayor o menor grado dañadas. Este daño propicia una pérdida de presión adicional a la caída de presión que se tiene en condiciones naturales; esto si se considera que el pozo produce con el mismo gasto, situación representada en la Fig II.5 por la curva (b).

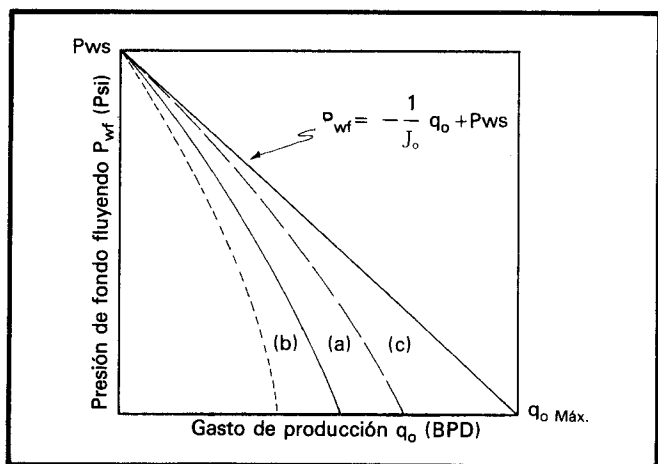


Figura II.5 Relación de comportamiento de flujo (IPR)

Ahora bien, si la formación en la vecindad del pozo se encuentra en mejores condiciones de flujo (mayor permeabilidad debido a una estimulación), la caída de presión será menor, comportamiento representado por la curva (c). Esto significa que para una misma caída de presión el gasto en condiciones de formación dañada es menor que el que se obtendría si no hubiese daño y por el contrario si la formación es estimulada, para la misma caída de presión se obtendría mayor producción.

Para un corto periodo de explotación, independientemente del tipo de empuje del yacimiento, la presión del mismo no cambia sensiblemente, por lo que P_{ws} se puede considerar constante y en consecuencia el índice de productividad. Dado que el proceso de estimulación de un pozo se realiza en cuestión de horas, las condiciones del pozo antes y después de la estimulación y siempre considerando régimen permanente, se puede considerar que se realiza en periodos cortos de explotación, por lo que la determinación del índice de productividad del pozo antes y después de la estimulación puede evaluar su efecto.

Con los considerandos anteriores supóngase que se tiene el índice de productividad de un pozo en el cual la formación no ha sufrido alteración alguna, dado por la Ec II.26:

$$J_o = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wf}} \quad \text{II.26}$$

siendo J_o este índice y q_o el gasto de producción original bajo estas condiciones.

Por otro lado si la formación presenta alguna alteración en la vecindad del pozo, el índice de productividad J_x , que se tendría bajo la misma caída de presión sería:

$$J_x = \frac{q_x}{P_{ws} - P_{wf}} \quad \text{II.28}$$

donde q_x será el gasto de producción bajo condiciones alteradas. De aquí, considerando la misma caída de presión en ambos casos, se tiene:

$$\frac{J_x}{J_o} = \frac{q_x}{q_o} = \frac{\frac{2\pi k e h}{\mu_o \text{Ln}(r_e/r_w)}}{2\pi k h} = \frac{k e}{k} \quad \text{II.29}$$

sustituyendo II.25 en esta expresión:

$$\frac{J_x}{J_o} = \frac{\text{Ln} (r_e/r_w)}{\text{Ln} (r_e/r_x) + \frac{k}{k_x} \text{Ln} (r_e/r_w)} \quad \text{II.30}$$

Con esta ecuación se puede estimar la relación de índices de productividad conociendo, r_e , r_w , r_x y la relación k/k_x .^{3,7,8}

Como ejemplo considérese un pozo de radio 4 pg y radio de drenaje de 750 pies, con una zona dañada que ha disminuido su permeabilidad original en varios grados y diferentes penetraciones de la zona alterada. Aplicando a estas condiciones la Ec II.30, se pueden calcular los efectos de esta zona en la relación de productividades. Los resultados se presentan graficados en la Fig II.6. En esta figura se aprecia por ejemplo que si la permeabilidad de la formación es reducida de 100 mD a 10 mD, con una penetración de esta zona de 6 pulgadas, el cociente de productividades es aproximadamente de 0.46. Esto significaría que si el pozo tiene un potencial para producir 1 000 BPD, únicamente por la presencia de la zona dañada estaría produciendo 460 BPD. La Fig II.7 presenta el mismo caso de la Fig II.6, sólo que difiere en una mayor penetración de la zona dañada. Se observa que a cualquier disminución de permeabilidad por causa de daño en la zona inmediata al pozo, el efecto en la reducción de productividad es considerable, sin que se requiera de una gran penetración.

Volviendo al mismo ejemplo planteado, si a través de una estimulación se remueve el daño, ocasionando que la permeabilidad de la formación se restaure, se puede esperar que el pozo eleve su producción de 460 BPD a 1 000 BPD, es decir se obtendrá un incremento de productividad de 2.2.

Por otra parte, si la formación no se encuentra dañada o el daño ha sido removido, y suponiendo que se puede lograr a través de una estimulación de entrada radial circular un mejoramiento de la permeabilidad natural de la formación, la Fig II.8 muestra el efecto en la productividad del pozo. Por ejemplo, si se tuviese una penetración del fluido de estimulación de 12 pulgadas y un aumento de la permeabilidad de la formación en esta zona de 10 veces, se lograría un incremento en la productividad máximo de 1.1. Esto significa que si el pozo tuviese un potencial de 1 000 BPD con esta estimulación se podría alcanzar una producción de 1 100 BPD, incremento insignificante comparado con el que se obtendría si sólo se remueve el daño.

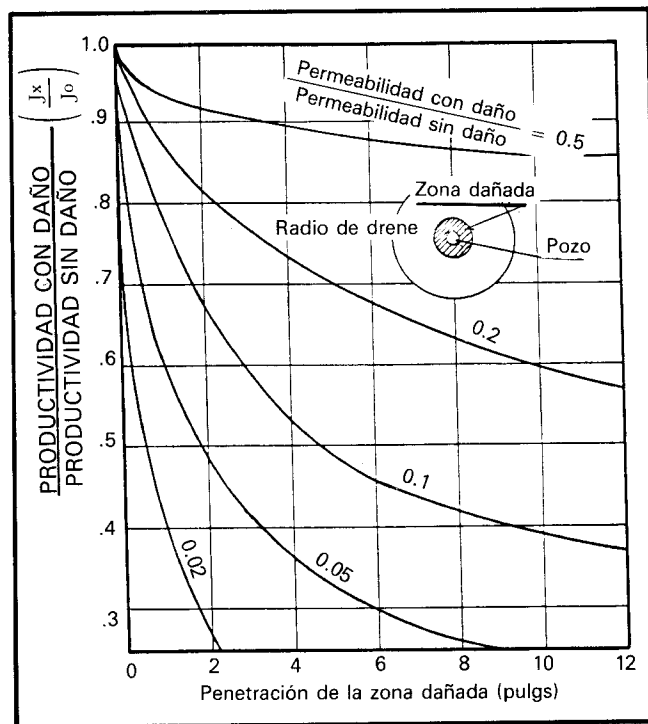


Figura II.6 Pérdida de productividad debido a una somera penetración de daño alrededor del pozo.

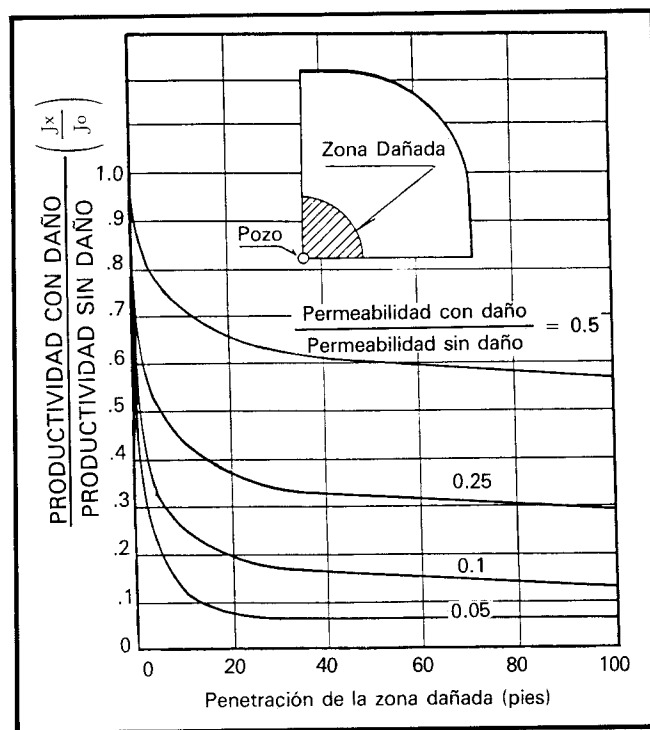


Figura II.7 Pérdida de productividad debido a una profunda penetración de daño alrededor del pozo.

II.5 ORIGEN DEL DAÑO A LA FORMACION^{4,9,10,11}

Estudios de laboratorio y de campo indican que la

mayor parte de las operaciones que se realizan para la consecución de un pozo petrolero, originan una fuente potencial de daño a la productividad del pozo. El daño a la formación puede ser causado por procesos simples o complejos, presentándose en cualquiera de las etapas de la vida de un pozo.

El proceso dinámico de la perforación constituye el primero y más importante origen del daño, el cual puede verse agravado durante la cementación de tuberías de revestimiento, en las operaciones de terminación o reparación de los pozos, e inclusive por las operaciones mismas de estimulación. En estas intervenciones a los pozos la fuente del daño la propicia el contacto e invasión de materiales extraños en la formación.

Durante el proceso natural de producción de los pozos, puede originarse también el daño, al alterarse las características originales de los fluidos del yacimiento o las de los minerales que constituyen la roca.

La investigación y el diagnóstico de las causas específicas que producen el daño, son básicas para prevenirlo o para removerlo. La remoción del daño ocurrido en una formación resulta en lo general difícil y costosa, por lo que su prevención o por lo menos su minimización debe ser el enfoque principal con el que se planea cualquier operación en un pozo.

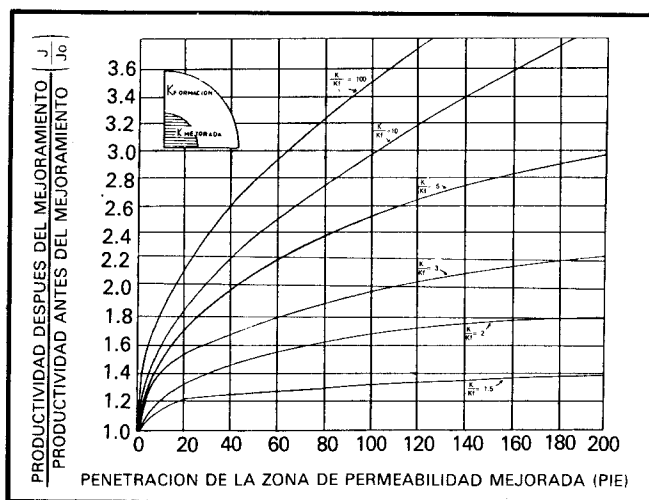


Figura II.8 Efecto de una zona de permeabilidad mejorada en la productividad de un pozo.

III.5.1 Operaciones Durante las Cuales se Produce el Daño

Perforación. Desde que la barrena entra a la zona productora hasta que se alcanza la profundidad total del pozo, esta zona está expuesta a lodos de perforación y operaciones diversas, que afectarán fuertemente la capacidad de producción del pozo.

Cuando se perfora a través de la zona productora, la calidad del fluido de control y la presión diferencial ejercida contra la formación son críticas. El daño y su efecto en la productividad del pozo resultan de la interacción del filtrado del lodo con los fluidos y minerales que contiene la roca y de la invasión de sólidos tanto del propio fluido de perforación como de los recortes de la barrena. El lodo de perforación contiene entre otros materiales arcillas, agentes densificantes y aditivos químicos, todos ellos potencialmente dañinos. La invasión de estos materiales depende de la efectividad del control de pérdida del filtrado y del tamaño relativo de los sólidos y los poros de la formación. Esta invasión puede variar de pocas pulgadas a varios pies.

Adicionalmente la acción escariadora de la barrena y de los estabilizadores puede sellar los poros o fisuras presentes en la pared del pozo.

Cementación. Durante la cementación de la tubería de revestimiento, al bajar ésta puede causarse una presión diferencial adicional contra las zonas productoras, comprimiendo el enjarre y aumentando las posibilidades de pérdida de fluidos. Las lechadas de cemento también producen un alto filtrado y los propios sólidos pueden invadir la formación. Los fluidos lavadores y espaciadores, y otros productos químicos contenidos en la propia lechada de cemento, utilizados normalmente durante la cementación, pueden ser fuentes potenciales de daño a la formación. Los filtrados de lechadas con pH elevado, son particularmente dañinos en formaciones arcillosas, adicionalmente al entrar en contacto con salmueras de la formación de alta concentración de calcio, pueden provocar precipitaciones de sales.

Terminación. Durante la terminación del pozo se llevan a cabo varias operaciones, como son: control, recementaciones, limpieza del pozo, asentamiento del aparejo de producción, perforación del intervalo a explotar e inducción del pozo a producción.

El control del pozo y la recementación de tuberías propicia la inyección forzada de fluidos y sólidos. Si el asentamiento del aparejo de producción se lleva a cabo después de haber sido perforado el intervalo de interés, pueden ocurrir pérdidas del fluido de control, agravándose si este fluido contiene sólidos.

Durante la perforación del intervalo debe procurarse en general un fluido de control limpio (libre de sólidos), y una presión diferencial a favor de formación. Aún con estas precauciones, los túneles de las perforaciones quedan empacados con detritos de las propias cargas explosivas, de la tubería de revestimiento del cemento y la propia formación. Adicionalmente,

la zona de la roca alrededor de los túneles de las perforaciones es compactada y esencialmente adquiere una permeabilidad nula. Por ambas razones las perforaciones pueden ser completamente bloqueadas.

Durante la limpieza e inducción del pozo pueden perderse fluidos y sólidos que invaden la formación ocasionando también su daño. En terminaciones especiales para el control de arena, los empacamientos de arena pueden quedar dañados por colocación deficiente, dejando espacios vacíos entre la formación y el cedazo, contaminación de la grava por incompleta limpieza antes de su colocación o mal diseño de granulometría de la grava o de la apertura del cedazo.

Estimulación. La estimulación de pozos debe ser cuidadosamente diseñada para evitar que los fluidos de tratamiento inyectados contra formación, puedan dejar residuos por precipitaciones secundarias o incompatibilidades con los fluidos de la formación. Obviamente estos efectos causarán daños difíciles de remover y en ocasiones permanentes. Los fluidos ácidos de estimulación son de las fuentes de mayor potencialidad de daños. Una selección inapropiada del fluido de estimulación, o el no tomar en cuenta las condiciones de los pozos en los que se realiza una estimulación, puede llevar a daños severos y en ocasiones permanentes. Al inyectar un ácido, los productos de corrosión de las tuberías son disueltos y llevados a la formación. Al gastarse el ácido, estos productos compuestos de fierro, vuelven a precipitarse en la roca. Asimismo los fluidos de estimulación llevan productos químicos (ácidos, surfactantes, etc.), que pueden cambiar la mojabilidad de la roca, crear emulsiones, reaccionar con el aceite del yacimiento formando lodos asfálticos, desconsolidar la roca, causar precipitaciones indeseables, etcétera.

Limpieza. Normalmente se usan solventes y productos químicos para remover materiales diversos (parafinas, asfaltenos, etc.). Estos fluidos son circulados y entran en contacto con la zona productora pudiendo alterar las condiciones de mojabilidad de la roca o propiciar daños por incompatibilidad. A veces se usan escariadores y fluidos para limpiar el pozo, si los residuos de esta operación circulan hacia el fondo y logran penetrar la formación, es también factible su taponamiento.

Reparación de pozos. El daño durante estas operaciones es originado por las mismas causas que intervienen al terminar los pozos. El exceso de presión diferencial contra las zonas productoras puede ocasionar pérdidas de circulación; el filtrado de fluidos incompatibles con el yacimiento producirá daño, etcétera.

Producción. Los intervalos disparados son susceptibles de ser taponados por sólidos (arcillas y otros finos) que emigran de la formación al ser arrastrados por el flujo de fluidos al pozo; en formaciones de arenas poco consolidadas este problema es mayor. Si el yacimiento está depresionado, será mucho más fácil dañar la formación con estos sólidos.

Durante la producción de un pozo pueden originarse cambios en la estabilidad de los fluidos producidos, pudiéndose propiciar precipitaciones orgánicas (asfaltenos y/o parafinas) o inorgánicas (sales) con el consecuente obturamiento del espacio poroso y el daño a la formación. Asimismo en pozos de gas pueden ocurrir fenómenos de condensación retrógrada que ocasionan bloqueos de líquidos en la vecindad del pozo.

En ocasiones es necesario usar productos químicos para inhibir precipitaciones o corrosión, su efecto puede alterar las condiciones de mojabilidad de la roca en forma desfavorable.

Inyección de agua. Generalmente se ocasiona daño en estos casos cuando el agua no está tratada apropiadamente, pudiendo contener sólidos por uso inadecuado de los filtros, por el contenido de sales no compatibles con el agua de formación, por acarreo de finos de la misma formación, por incompatibilidad con las arcillas, por bacterias, por geles residuales en la inyección de polímeros, etcétera.

Inyección de gas. El gas generalmente alcanza flujo turbulento en todas las instalaciones antes de llegar al intervalo abierto, esto ocasiona un efecto de barrido de grasa para roscas, escamas de corrosión u otros sólidos que taponarán los poros del yacimiento. Asimismo el gas inyectado puede acarrear productos químicos, residuos de lubricante de las compresoras u otros materiales, todo lo cual reduce la permeabilidad al gas y su inyectividad.

II.6 MECANISMOS DEL DAÑO¹⁰

Considerando la forma más simple de la Ley de Darcy para flujo radial:

$$q = - \frac{kA}{\mu} \frac{\partial P}{\partial r} \quad \text{II.31}$$

Se aprecia que la disminución de producción depende básicamente de una reducción en la permeabilidad de la formación a los fluidos, o de un incremento en la viscosidad de los mismos.

Como se mencionó anteriormente la permeabilidad, k , se refiere a una permeabilidad equivalente

efectiva a los fluidos del yacimiento. Esta depende de la heterogeneidad de la formación, de la permeabilidad absoluta de la misma y de la permeabilidad efectiva a los fluidos.

En un sistema de flujo radial, como se observó anteriormente, cualquier reducción en la permeabilidad alrededor de la pared del pozo resulta en una considerable reducción en su productividad (o inyectividad). En una situación de flujo lineal, como es el caso de una fractura inducida, un daño en la cara de la fractura es menos grave debido a la gran área de flujo; esto no implica que un obturamiento severo de la pared de la fractura o de la misma fractura implique una considerable pérdida de productividad o inyectividad.

Los mecanismos que gobiernan el daño a una formación, son:

- i) Reducción de la permeabilidad absoluta de la formación, originada por un obturamiento de los espacios vacíos interconectados (canales porosos) o fisuras de la roca.
- ii) Reducción de la permeabilidad relativa a los fluidos de la formación, resultado de una alteración de las saturaciones de fluidos o de un cambio de mojabilidades de la roca.
- iii) Aumento de viscosidad de los fluidos del yacimiento propiciado por la formación de emulsiones o alteración de los fluidos del yacimiento.

i) Reducción en la permeabilidad absoluta de la formación

Una roca reduce o pierde su permeabilidad absoluta cuando existe una disminución del espacio vacío libre al flujo de fluidos. Esto puede presentarse únicamente por partículas sólidas depositadas en tales espacios o al aumento del volumen del material sólido que compone la roca. Dependiendo de su tamaño, las partículas sólidas pueden invadir los conductos porosos quedándose atrapadas en los poros, en sus interconexiones o en fisuras naturales o inducidas. Estas partículas sólidas pueden provenir de los fluidos de control, de las lechadas de cemento, de los recortes de la barrena, o estar presentes en la propia formación. También los sólidos pueden crearse por precipitaciones secundarias, reacciones de los propios fluidos

de la formación, o incompatibilidad de los fluidos extraños con los minerales que constituyen la roca o con sus fluidos. Además, también puede ocasionarse reducción del espacio vacío de los conductos porosos, por el aumento de volumen de los minerales contenidos en la propia formación, como es el caso del hinchamiento de arcillas.

Independientemente de cómo se cause la reducción del espacio vacío, ésta afecta considerablemente la permeabilidad de la roca. Para tener una idea de este fenómeno, considérese el empaque de capilares mostrado en la Fig II.9, con radios r_c y longitud L . Como se aprecia en la figura, igualando las leyes de Poiseville y Darcy, se tiene:

$$k = \frac{\phi r_c^2}{8} \quad \text{II.32}$$

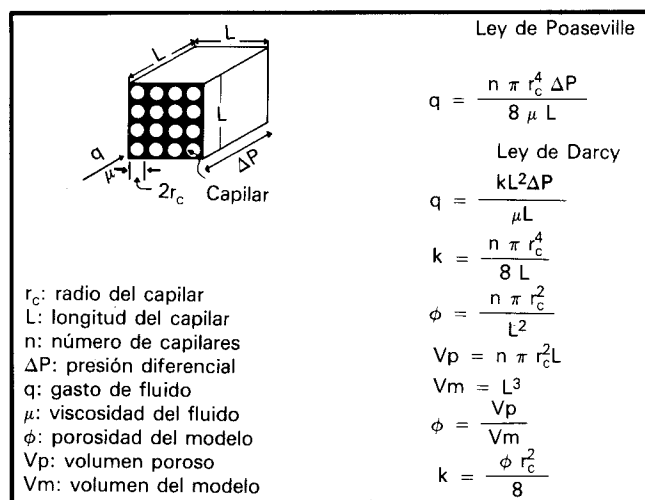


Figura II.9 Modelo de medio poroso con tubos capilares.

Cualquier sólido presente en los conductos porosos a un aumento de volumen de los minerales de la roca, propiciarán una disminución drástica tanto de la porosidad como del radio medio de los conductos porosos, en consecuencia un decremento de la permeabilidad absoluta de la roca.

ii) Reducción de la permeabilidad relativa

Esta reducción puede ser ocasionada por el incremento de la saturación de agua cerca de la pared del pozo, como resultado de una alta invasión de filtrado o simplemente por la conificación o digitación del agua de formación.

La reducción en la permeabilidad relativa a los hidrocarburos, y consecuentemente de la productividad

del pozo, depende del incremento en la saturación de agua y del radio de invasión. Si el filtrado contiene surfactantes usados en los fluidos de perforación, cementación, terminación o reparación, se puede cambiar la mojabilidad de la roca, y como resultado se reduce la permeabilidad relativa al aceite. La geometría de los poros, asociada con el área superficial, afecta a los cambios de permeabilidad relativa; al disminuir el volumen de los poros con las partículas transportadas dentro del yacimiento, se aumenta su área superficial, por lo tanto las posibilidades de aumentar la permeabilidad relativa al agua, aumentan con el incremento de la saturación de agua, dejando menor espacio disponible para el flujo de aceite. En pruebas de laboratorio, se ha experimentado y se ha encontrado que cuando aumenta el área superficial es más difícil de reducir la saturación de agua.

En lo general en forma natural, las rocas se encuentran mojadas por agua, un cambio en esta condición natural puede resultar de la acción de agentes activos de superficie llevados por los fluidos de perforación, cementación, terminación, reparación, limpieza y estimulación. Una reducción en la permeabilidad relativa al aceite puede ser del orden del 60% en un medio mojado por aceite; mayores porcentajes de reducción se han encontrado en rocas de más baja permeabilidad.

La Fig II.10^{10, 12} muestra las permeabilidades relativas al aceite y al agua en un núcleo mojado por agua con permeabilidad absoluta medida con aire de 214 mD. Se observa que un incremento en la saturación de agua de 30 a 50% reduce la permeabilidad al aceite de 135 mD a 28 mD. Considerando la misma Fig II.10, la permeabilidad efectiva al aceite es 100 mD a una saturación de agua del 35%, esto cuando la roca está mojada por agua. Si la roca es mojada por aceite, la permeabilidad del mismo, bajo igual saturación de agua, es de 40 mD.

iii) Alteración de la viscosidad de los fluidos del yacimiento

Este fenómeno puede ocurrir debido a incompatibilidad de los fluidos que invaden la roca con los fluidos de formación pudiéndose crear emulsiones estables. La reducción de productividad dependerá de la viscosidad de la emulsión y del radio del área afectada. Las emulsiones de agua en aceite son más viscosas que las emulsiones de aceite en agua. Las emulsiones se forman cuando el filtrado inyectado hacia la formación se mezcla con los fluidos contenidos en ésta. Los surfactantes en unión con sólidos finos (ta-

les como las arcillas de formación o del fluido de perforación o partículas sólidas de hidrocarburos), tienen la tendencia a estabilizar estas emulsiones. También la mojabilidad del yacimiento y la de las partículas transportadas son factores importantes para la estabilidad de la emulsión, y de éstas también depende la fase continua de dichas emulsiones. Los finos mojados por agua reducen la tendencia a la estabilidad de la emulsión. Las formaciones mojadas por aceite, tienden a formar emulsiones más estables y de viscosidades más altas que las mojadas por agua.

Adicionalmente cuando los hidrocarburos son producidos, los cambios de presión y temperatura al dirigirse estos al pozo pueden ocasionar cambios en su constitución, por pérdida de ligeros o precipitación de material parafínico o asfáltico. Esto promoverá una mayor viscosidad de los fluidos además de la propensión a formar emulsiones y verdaderos depósitos semisólidos alrededor de la pared del pozo.

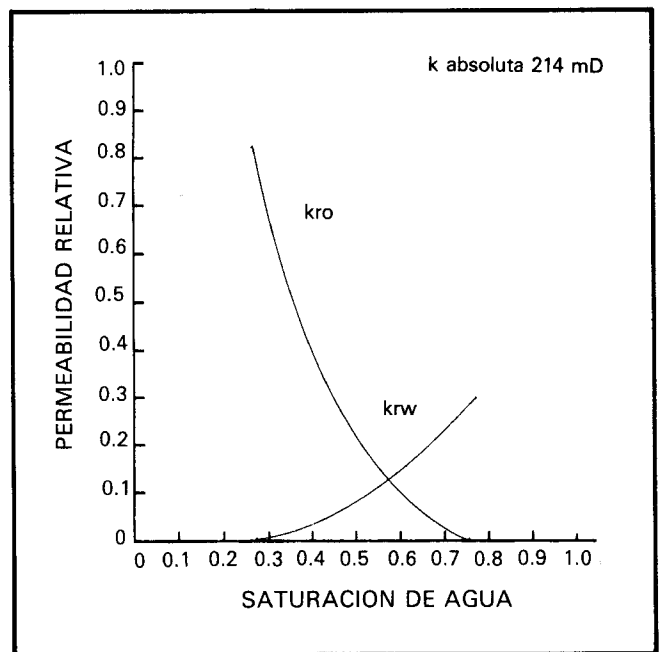


Figura II.10 Permeabilidades relativas contra saturaciones.

II.7 TIPOS DE DAÑO

II.7.1 Daños por invasión de fluidos

La principal fuente de daño a la formación es el contacto de ésta con fluidos extraños. Los fluidos más comunes son: el fluido de perforación, los de cementación, el fluido de terminación o reparación así como también los fluidos de limpieza y estimulación.

El radio de invasión de un fluido en la formación, depende del volumen perdido, de la porosidad y per-

meabilidad de la formación y de su interacción con los fluidos contenidos en la formación o con los componentes mineralógicos de la roca. En ausencia de estos dos últimos efectos, un mismo volumen de fluido perdido tendrá mayor penetración en la formación en zonas de baja porosidad que en las zonas de alta porosidad. La penetración de fluidos extraños a la formación comúnmente es de 2 pies, aún cuando en algunos casos puede llegar hasta 10 pies o más. La severidad del daño que ocurre por la invasión de fluidos depende de la composición y sensibilidad de la formación a los mismos.

La fuente principal de daño a la formación por invasión de fluidos es la propia perforación del pozo. El lodo de perforación forma un enjarre en las paredes del pozo, debido precisamente al filtrado de fluidos. Este filtrado continúa aún cuando el enjarre ya está formado, con una velocidad mucho más baja. El volumen de filtrado y consecuentemente su penetra-

ción en la formación, depende en gran medida del tipo de lodo, el tiempo de exposición y la presión diferencial.

En forma similar se tiene la invasión de fluidos al cementar, reparar, estimular, o en procesos de inyección de agua. El daño ocasionado por estos fluidos, es función de la composición de los mismos y de los minerales de la formación.

La invasión de fluidos en la formación causa los siguientes tipos de daño:

Daño por Arcillas

Aún cuando en la naturaleza se conocen más de 2,000 minerales que componen las rocas, la mayoría de ellos puede describirse adecuadamente por sólo unos cuantos minerales.

En la tabla II.24, se presentan los minerales más comunes que componen las principales formaciones

Tabla II.24 Minerales comunes que componen las rocas sedimentarias

Mineral	Contenido (% en peso)		Composición Química
	Rocas Silíceas	Rocas Calcáreas	
Cuarzo	70	4	SiO ₂
Feldespatos	8	2	
Ortoclasa			Si ₃ AlO ₈ K
Albita			Si ₃ AlO ₈ Na
Anorita			Si ₃ AlO ₈ Ca
Plagioclasa			Si ₂₋₃ Al ₁₋₂ O ₈ (NaCa)
Micas	1	Trazas	
Biotita			(AlSi ₃ O ₁₀) K (Mg, Fe) ₃ (OH) ₂
Muscovita			(AlSi ₃ O ₁₀) K (Al) ₂ (OH) ₂
Arcillas	7	1	
Caolinita			Al ₄ (Si ₄ O ₁₀) (OH) ₈
Illita			Si _{4-x} Al _x O ₁₀ (OH) ₂ K _x Al ₂
Smectita			(1/2Ca, Na) _{0.7} (Al, Mg, Fe) ₄
Clorita			(Si, Al) ₈ O ₂₀ (OH) _{4n} H ₂ O
			(AlSi ₃ O ₁₀) Mg ₅ (Al, Fe) (OH) ₈
Carbonatos	10	92	
Calcita			CaCO ₃
Dolomita			Ca, Mg (CO ₃) ₂
Ankerita			Ca (Mg, Fe) (CO ₃) ₂
Sulfatos	Trazas	Trazas	
Yeso			CaSO ₄ · 2H ₂ O
Anhidrita			CaSO ₄
Otros	2	1	
Halita			NaCl
Oxidos de hierro			FeO, FeO ₃ , Fe ₃ O ₄

sedimentarias productoras de hidrocarburos, incluyendo contenido promedio por tipos de rocas y composición química. Como se observa, el cuarzo y los silicatos (feldespatos, micas y arcillas) son los componentes principales de las arenas y areniscas, así como los carbonatos constituyen los principales minerales de calizas y dolomías. En lo general, la mayor parte de las formaciones productoras de hidrocarburos contienen en mayor o menor cantidad arcillas. Estos minerales son potencialmente factores de daño por su alta sensibilidad a fluidos acuosos, lo que provoca su hinchamiento y/o migración.

Las arcillas presentes en las rocas productoras de hidrocarburos, provienen en lo general de dos tipos de procesos. El primero es un proceso mecánico en el cual las arcillas ocurren en el depósito simultáneamente con los otros minerales que conforman la roca, partículas que pueden formar parte de los clásticos de la roca o rellenan los espacios entre los mismos. Entre más pequeñas sean las partículas, la relación área volumen es mayor, lo cual las hace propensas al ataque químico, sobre todo del agua de formación. Este ataque químico da lugar al segundo proceso de origen de arcillas, en el que estos minerales se forman en el espacio poroso de la roca, como resultado de precipitados o reacciones de otros minerales (feldespatos, micas, etc.) con el agua de formación. Este tipo de arcillas al encontrarse principalmente en el sistema poroso o en las fisuras, por donde se tiene el flujo de fluidos, constituyen una condición especial para entrar fácilmente en contacto con los fluidos de invasión.

Las arcillas están estructuradas en dos arreglos, como se esquematiza en la Fig II.11.¹⁴ La unidad de la primera estructura en un sílice tetraedral (SiO_4^{2-}), estructurándose arreglos hexagonales que se repiten para formar una lámina. La unidad de la segunda estructura es aluminio octaedral ($\text{Al}_2(\text{OH})_6$) que conectados forman una lámina octaedral, consistente de dos planos de iones hidróxilos que convergen a un plano de iones aluminio.

En función de los diferentes arreglos de las láminas se basan los cuatro grupos de arcillas, que son: Caolinita, Illita, Smectita y Clorita. En la Fig II.12,¹⁴ se muestran esquemáticamente las diferentes estructuras del cristal arcilla de cada grupo.

Caolinita. Esta arcilla consiste de un arreglo de una lámina tetraedral y una lámina octaedral (Fig II.12A). Este conjunto constituye una capa de arcilla que tiene aproximadamente 7\AA de espesor. Las diferentes capas están unidas debido a la proximidad de los iones de hidroxilos de la lámina octaedral y de los iones oxí-

geno de la tetraedral. Los hidrógenos de los grupos hidroxilos están unidos con los oxígenos de las láminas octaedrales, siendo una unión generalmente fuerte.

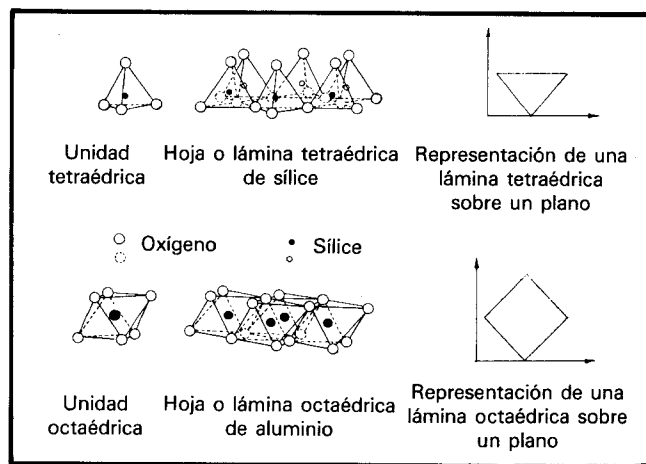


Figura II.11 Arreglos de arcillas.

Illita. Esta arcilla está constituida de arreglos de una lámina octaedral entre dos láminas tetraedrales. (Fig II.12B). Estas tres láminas forman una capa de arcilla de aproximadamente 10\AA de espesor. La Illita tiene cuando mucho la mitad de aluminio sustituyendo al sílice de la lámina tetraedral. Aproximadamente $3/4$ partes de los cationes de la lámina octaedral son aluminio, menos cantidad de iones fierro están presentes y aproximadamente $1/8$ de los iones son divalentes. Esto resulta en una carga negativa del arreglo, la cual es balanceada por el catión potasio entre las capas, haciendo una fuerte ligadura entre ellas (ligadura iónica). A causa de esto, el ión potasio en la illita no se remueve fácilmente por otros iones en el agua, lo cual hace que la arcilla no se hinche.

Smectita. El arreglo de esta arcilla es igual al de la arcilla tipo illita (Fig II.12C), sólo que ésta es caracterizada por la presencia de cationes de pobre ligadura y de agua o moléculas orgánicas polares. Las sustituciones resultan en un déficit de cargas, el cual es balanceado por cationes que pueden ser sodio, calcio, hidrógeno, fierro y aluminio, resultando en una amplitud variable entre las capas.

Clorita. Este mineral consiste de un arreglo de una lámina octaedral entre dos láminas tetraedrales más una octaedral entre cada capa. Las capas están unidas por láminas octaedrales. Esto forma una unidad de 14\AA con ligaduras del tipo iónico por lo que la clorita no se expande (Fig II.12D).

Existen otros tipos de arcillas, entre las que más comúnmente se encuentra la mezcla de los tipos an-

teriores arregladas generalmente al azar. Adicionalmente en la naturaleza se presentan otras arcillas con menor ocurrencia como son la Verniculita, la Atapulgita, etcétera.

Las propiedades físicas y químicas de las arcillas son gobernadas por su estructura. Las primeras resultan principalmente del tipo de unión de las capas. Para la Caolinita, Clorita e Illita, esta unión es lo suficientemente fuerte, por lo que no son reemplazables los cationes entre las capas, y las moléculas de agua no pueden entrar, por lo que no son hinchables. En el caso de la Smectita, los cationes entre las capas son intercambiables y pueden ser hidratados fácilmente, causando que este espacio pueda ser mayor, resultando en el hinchamiento de la arcilla.

Debido a su estructura, las arcillas tienen una altísima relación área-volumen, lo cual las hace propensas a reaccionar muy rápidamente con fluidos extraños. La tabla II.3¹⁵ presenta algunas propiedades físicas y químicas de las arcillas, incluyendo las correspondientes al cuarzo. La más importante propiedad de las arcillas, es su capacidad de intercambio catiónico, que es definida como la habilidad que tiene este mineral para absorber cationes en sus caras o aristas. Usualmente se da en términos del peso (como miliequivalentes de hidrógeno) adsorbido por 100 gramos de material. Entre mayor sea el valor de esta capacidad, mayor será su inestabilidad.

La estabilidad de los cationes intercambiables depende grandemente del tipo de catión, así por ejemplo el tipo de catión Calcio (Ca^{++}), más fácilmente reemplazará al catión Sodio (Na^+), tal como se muestra en la Fig II.13.

En general el orden de reemplazamiento de los cationes mostrados en la misma Fig II.13, para todas las arcillas es una función de las valencias; es decir, los cationes monovalentes son más fácilmente reemplazados por cationes divalentes, los cuales a su vez son reemplazados por cationes trivalentes. El hidrógeno constituye la excepción de la regla, siendo más difícil reemplazarlo que los cationes trivalentes.

Mecanismos de dispersión e hinchamiento de arcillas.¹⁵ Las arcillas tienen en sus superficies cargas negativas balanceadas por los cationes, que actúan por atracción electrostática hacia las partículas cargadas negativamente, a su vez se produce una repulsión entre estos cationes. Esto resulta en una distribución de cationes muy concentrada en la superficie de la partícula y más difusa a medida que se aleja de la misma (Fig II.14). La atracción de cationes hacia la partícula depende de la densidad total de carga de la misma y de la carga efectiva de los cationes. Las fuerzas

de difusión son fuertemente afectadas por la concentración y tipo de iones en la solución, por lo que en presencia del agua destilada se tendrá una mayor difusión de cationes intercambiables que en presencia de salmueras de alta concentración de electrolitos. Además en agua destilada se tendrá mayor difusión si los iones son monovalentes que si son divalentes; todo lo cual hace a las arcillas más expandibles.

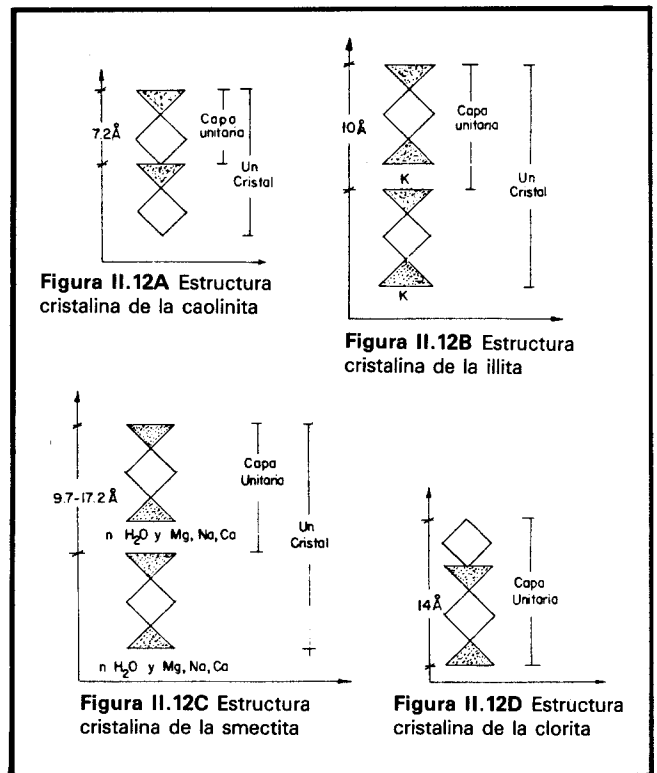


Figura II.12 Grupos de arcillas.

Cuando dos partículas de arcilla se aproximan, la interacción entre sus cationes intercambiables tiende a mantenerlas separadas, además si se ponen en agua destilada, se crea una expansión y un aumento de las fuerzas de repulsión que tienden a separarlas más. En el caso de cationes intercambiables divalentes, la difusión será menor produciéndose menor separación que en el caso de cationes monovalentes. La Fig II.15, presenta esquemáticamente el mecanismo de dispersión de las arcillas.

La hidratación del catión intercambiable es responsable del hinchamiento de la Smectita. Por ejemplo aunque el radio iónico del calcio, Ca^{++} , es más pequeño que el del potasio, K^+ , en un estado hidratado, el radio iónico del calcio Ca^{++} es más grande que el del potasio K^+ , produciéndose un incremento de espesor de la arcilla.

Como se ha apuntado anteriormente, los minerales de arcilla causan problemas de daño a la forma-

Tabla II.3 Propiedades físicas y químicas de las arcillas

Mineral	Elemento principal	Sustitución natural	Capacidad de intercambio cationico (meq/100 gr)	Superficie específica (m ² /gr)
Cuarzo	Si, O	—	—	0.15
Caolinita	Al, Si, O, H	Al para Si 1 en 400	3-15	10.20
Illita	K, Al, Si O, H	Al para Si 1 en 7 Mg, Fe para Al Fe, Al para Mg	10-40	80-10
Clorita	Fe, Mg, Al, Si, O, H	Al para Si, Fe Al para Mg	10-40	30-50
Smectita	Na, Mg, Ca Si, Al, O, H (— Fe)	Mg para Al 1 en 6	80-150	400-800

ción al reducirse la permeabilidad dada su tendencia a hincharse, dispersarse y migrar a través del medio poroso, también son altamente sensitivas a fluidos acuosos y adicionalmente por su gran relación área a volumen, incrementan la saturación irreductible de agua, pudiendo alterar la respuesta de los registros eléctricos. Dados estos efectos, los fluidos de perforación, cementación, terminación, reparación, estimulación, etc., deben ser diseñados tomando en cuenta el tipo de arcilla contenida en la zona productora.

La caolinita es una de las arcillas más frecuentemente encontrada en las formaciones productoras de hidrocarburos y dado que es un aluminosilicato hidratado, es muy estable desde el punto de vista químico, reaccionando con ácidos en forma similar a como reacciona el cuarzo.

La Fig II.16¹¹ muestra este tipo de arcilla, observándose al microscopio electrónico como un conjunto de juegos de barajas arregladas al azar. Esta arcilla es la de mayor tamaño y generalmente se presentan sus aristas unidas en agregados compactos. Si estos cristales son dispersados y se integran al fluido en movimiento, migrarán y tendrán propensión a puentarse en las gargantas de los poros, actuando como "Válvulas Check". Asimismo si existe turbulencia de fluidos al acercarse al pozo su débil unión hace también que la caolinita se incorpore al fluido ocasionando problemas de migración.

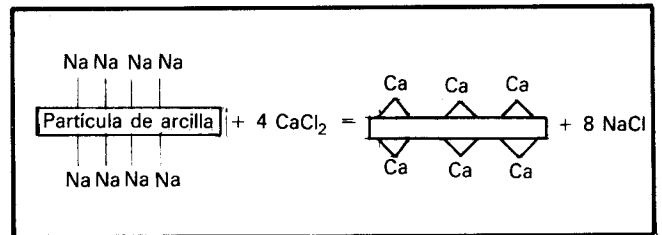


Figura II.13 Ligadura de arcilla con Na y Ca.

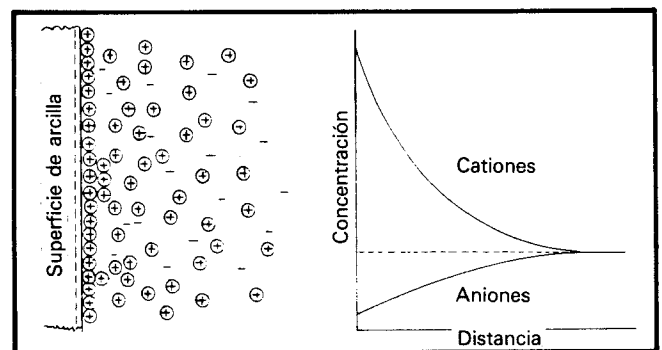


Figura II.14 Arcilla y cationes.

En el caso del mineral Illita su forma parecida a agujas o conjunto de cabellos, como se aprecia en la Fig II.17⁹ genera un gran volumen de microporosidad, lo cual incrementa grandemente las fuerzas capilares retentivas en los poros, resultando en una alta saturación irreductible de agua y en consecuencia una baja permeabilidad al gas o al aceite. La illita pue-

de también ser alterada produciéndose su dispersión y posterior migración.

Por lo que respecta a la clorita, en la Fig II.18¹¹ se puede apreciar su estructura de panal ocupando el espacio poroso. Esto crea una microporosidad con las mismas consecuencias señaladas para el caso de la illita. Dado que la clorita contiene altas cantidades de hierro y magnesio, muestra gran sensibilidad al ácido y aguas oxigenadas. El ácido las disuelve rápidamente y el hierro tenderá a reprecipitarse como un hidróxido férrico gelatinoso cuando el ácido se gasta. Este hidróxido férrico ($\text{Fe}(\text{OH})_3$), es viscoso y difícilmente pasa a través de los conductos porosos.

El grupo de arcillas smectita, conocida también por su mineral más abundante como montmorillonita, estructuralmente presentan uniones débiles entre sus capas, propiciando que cantidades variables de agua puedan entrar entre éstas, causando su hinchamiento (Fig II.19).¹¹ Este tipo de arcillas presenta el mayor problema de daño, ya que es extremadamente sensitiva al agua, pudiendo desintegrarse la formación, además de que son fácilmente desprendidas de la pared de los poros dispersándose y migrando, adicionalmente su relación área a volumen resulta en una alta saturación de agua irreductible. Estas características deben tomarse en cuenta ya que pozos potencialmente productivos pueden ser taponados, tanto por el alto daño que se produce a la formación como por la alta saturación de agua determinada por registros,

que permiten deducir situaciones de invasión de agua. Esto es más crítico cuando se invade con agua dulce, ya que smectitas con alto contenido de sodio pueden hincharse de 6 a 10 veces su volumen original.

Finalmente el comportamiento de la mezcla de las arcillas, depende del tipo de arcillas que las componen, encontrándose mezclas de caolinita-illita, illita-clorita, clorita-montmorillonita y montmorillonita-illita.

Dispersión y migración de arcillas. Las arcillas de la formación se encuentran en equilibrio con el agua congénita y al contacto con aguas de diferente composición, se produce su desestabilización. Estas aguas de diferente salinidad y pH, comúnmente conteniendo otros productos como polímeros y surfactantes, provienen del filtrado de lodos base agua, del filtrado de las lechadas de cemento, de los fluidos de terminación, reparación, estimulación o del agua de inyección.

Cualquier agua de diferente salinidad o diferente pH promueve la hidratación o deshidratación de arcillas hinchables y la dispersión o floculación tanto de las arcillas hinchables o no hinchables como de otros finos de la formación; asimismo también puede promoverse la disolución de materiales cementantes permitiendo que partículas finas de la formación, como las arcillas y otros minerales, migren a través de los

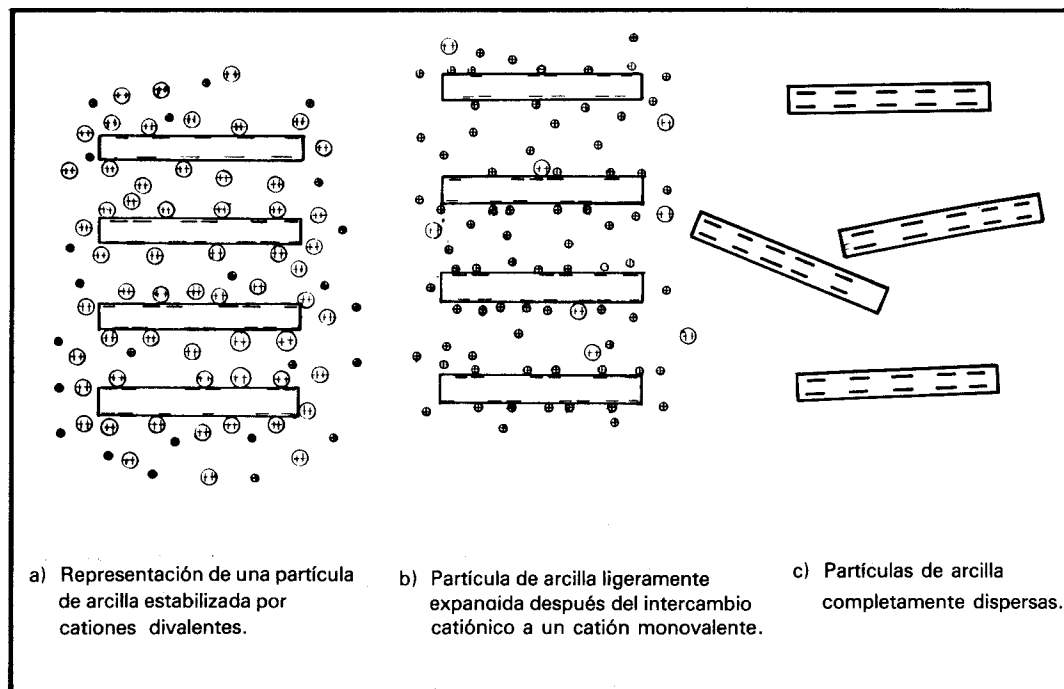


Figura II.15 Mecanismo de dispersión de arcillas.

conductos porosos, puenteadose en las gargantas de los poros y reduciendo en consecuencia la permeabilidad de la formación.

Problemas adicionales de este tipo se presentan por la invasión de los fluidos lavadores y espaciadores utilizados para mejorar la cementación de tuberías de revestimiento, dado que contienen grandes cantidades de dispersantes. Los filtrados de las lechadas de cemento, contienen iones calcio liberados por las partículas de cemento y pueden causar un intercambio iónico de las arcillas desestabilizándolas.

Existen pruebas que permiten estimar el grado de sensibilidad de las formaciones al agua.¹⁶ Estas pruebas incluyen la identificación mineralógica de la roca, pruebas de hinchamiento, examen al microscopio electrónico y pruebas de flujo. Para realizar las pruebas, se requieren equipos especializados y a través de ellas actualmente se tiene un conocimiento más a fondo de los procesos de daño por invasión de fluidos en rocas con contenido de arcillas. La perturbación y alteración de las arcillas naturales es probablemente la causa más importante de daño y se ha recomendado en lo general que los fluidos de invasión contengan iones divalentes de calcio o magnesio, o altas concentraciones de potasio para minimizar el daño que puedan causar.



Figura II.16¹¹ Microfotografía de caolinita adherida sin cohesión en un poro de arenisca.

Daño por Bloqueo de Agua

La invasión de los fluidos base agua propicia que localmente en la vecindad del pozo se promueva una alta saturación de la misma, con la consecuente disminución de la permeabilidad relativa a los hidrocarburos. El bloqueo de agua no debe considerarse el mismo daño que el hinchamiento de arcillas, aún cuando

los dos pueden ocurrir simultáneamente. Este bloqueo se ve favorecido por la presencia en el sistema poroso de arcillas como la illita, ya que su forma propicia una mayor área mojada por agua, incrementando la adsorción de ésta a las paredes de los poros y por ende aumentando las fuerzas retentivas en la formación.

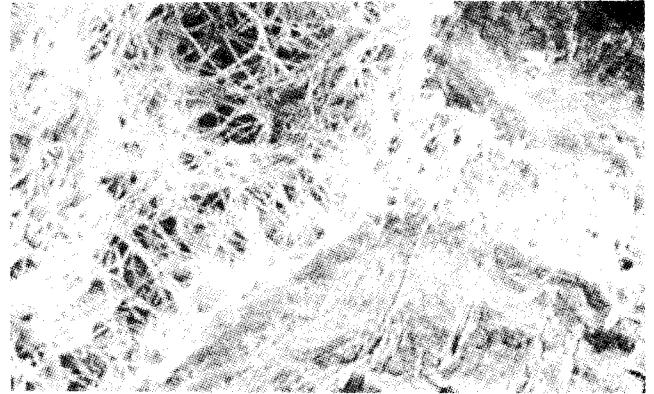


Figura II.17⁹ Microfotografía de illita fibrosa llenando un poro de arenisca.

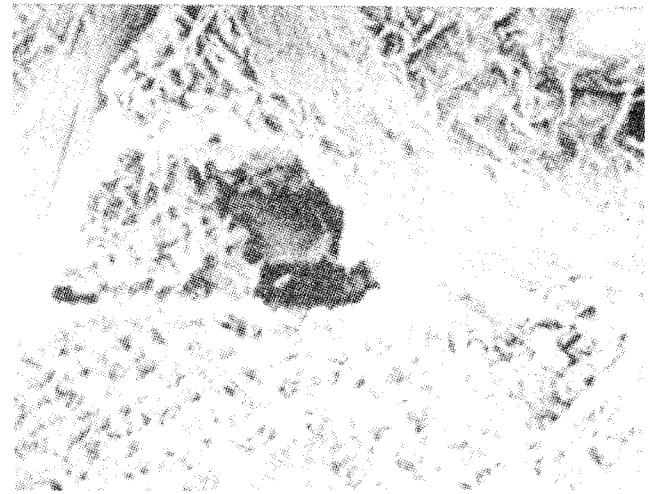


Figura II.18¹¹ Forma característica de arcilla clorita en arenisca.

Daño por Bloqueo de Aceite

Cualquier fluido base aceite que invada yacimientos de gas, especialmente en zonas de baja permeabilidad, causarán reducciones considerables en la permeabilidad relativa del gas. Este problema es más grave que en el caso de bloqueo de agua, dado la mayor viscosidad del fluido que invade la formación.

Daño por Bloqueo de Emulsiones

La invasión de fluidos, ya sean filtrados de lodos de perforación, o de lechadas de cemento, o fluidos

de terminación, reparación o estimulación, pueden intermezclarse con los fluidos contenidos en la formación pudiendo formar emulsiones. Estas emulsiones tienen alta viscosidad, particularmente las emulsiones de agua en aceite. Filtrados con alto pH de lodos o lechadas de cemento o fluidos ácidos pueden emulsificarse con aceites de formación. Asimismo filtrados de hidrocarburos de lodos base aceite o fluidos de estimulación pueden formar emulsiones con salmueras de formación. Estas emulsiones si no son estables no generan daño a la formación. Sin embargo algunas emulsiones son estables por la presencia de agentes activos de superficie (surfactantes, contenidos en los fluidos de invasión o en los del yacimiento). Adicionalmente la presencia de partículas finas y otros sólidos coadyuva a la estabilización de las emulsiones.

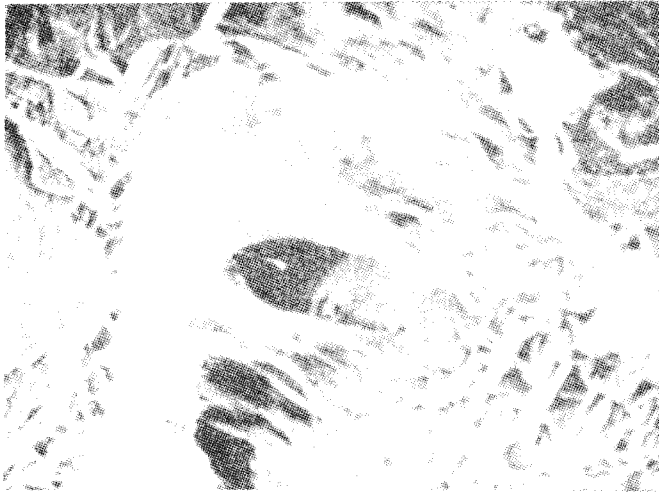


Figura II.19¹¹ Forma característica de arcilla smectita (montmorillonita) en arenisca.

Daño por Cambios de Mojabilidad

Está comprobado que un medio poroso mojado por agua facilita el flujo del aceite. Los fluidos que invaden la formación pueden tender a dejar la roca mojada por aceite, lo cual redundaría en una disminución en la permeabilidad relativa al mismo. Esto es causado generalmente por surfactantes de tipo catiónico o no iónico contenidos en los fluidos de perforación, cementación, terminación, limpieza y estimulación. Este efecto produce una reducción en la permeabilidad relativa a los hidrocarburos, hasta en un 50%, pudiendo ser mayor en las rocas de más baja permeabilidad (ver sección II.6).

Daño por Película o Membranas Interfaciales

Como se indicó previamente, la invasión de fluidos puede ocasionar emulsiones al dispersarse un líquido inmiscible en otro. Surfactantes, partículas finas, presencia de un material asfáltico y la propia salmuera de la formación o agua salada de fluido de invasión, pueden causar membranas rígidas en las interfaces aceite-agua y causar el obturamiento severo de la formación. Estas películas son altamente resistentes y en general difíciles de remover.

Daño por Precipitación Secundaria

La invasión a la formación de fluidos incompatibles que contienen iones solubles que reaccionan y precipitan sólidos, cuando se mezclan con agua de la formación, conduce al obturamiento de los canales porosos por partículas sólidas precipitadas que puede llegar a ser significativa si las concentraciones de iones incompatibles son altas.

En otros casos durante un tratamiento con ácido a la formación óxidos y sulfuros de fierro pueden ser disueltos y el fierro solubilizado en agua es acarreado a la matriz de la formación. Al gastarse el ácido a pH superiores a 4, el fierro puede precipitarse como un gel de hidróxido de fierro dañando la permeabilidad de la formación.

Otro precipitado secundario que se puede generar al contacto de ácidos y algunos aceites de formación con alto contenido de material asfáltico, son los lodos asfálticos. Este material es altamente viscoso y prácticamente no removible del medio poroso, causando uno de los más severos daños a la formación.

II.7.2 Daño por invasión de sólidos

Uno de los más comunes tipos de daño se debe al obturamiento del sistema poroso causado por los componentes sólidos de los fluidos de perforación, cementación, terminación, reparación o estimulación.

Estos materiales sólidos están constituidos por arcillas, barita, recortes de la barrena, agentes de pérdida, etc. Estas partículas son forzadas a través del camino tortuoso de los poros de la roca, pudiendo puentearse en las restricciones cuando su tamaño es mayor a 1/3 del tamaño del área libre al flujo. El proceso de formación del enjarre del lodo de perforación se debe a este fenómeno de puenteamiento. El puenteamiento causa un obturamiento parcial o total al flujo de los fluidos, y en consecuencia, un severo daño a la permeabilidad de la roca pudiendo reducirla en un 90% o más. Este daño en lo general está limitado a unos cuantos centímetros de la pared del

pozo, profundidad que depende principalmente del tamaño relativo de las partículas y los poros. En la Fig II.20,^{10,17} se presenta el tamaño relativo de las partículas, desde el nivel de solución hasta el macroscópico.

Los sólidos que invaden la formación pueden ser compresibles o incompresibles, siendo los primeros los que penetran más, por su facilidad a deformarse y ajustarse a la forma y tamaño de las restricciones de los poros. También la movilidad de las partículas se ve afectada por la mojabilidad y las fases de los fluidos en los poros. Si estuviesen agua y aceite en un sistema de roca mojado por agua, las partículas sólidas si son mojadas por agua son atraídas a la película de agua que moja las paredes del poro, no ocurriendo su movimiento y en consecuencia no causando problemas. Sin embargo, si está mojada por aceite, ellas se moverán con el aceite resultando el obturamiento de los conductos porosos. Adicionalmente, el obturamiento por partículas es también afectado por las velocidades de flujo de los fluidos.⁹ A velocidades altas es más probable el puenteamiento, dado que los sólidos se moverán desordenadamente y se juntarán aglomerándose en las restricciones.

Dependiendo del tamaño, comportamiento y tipo de sólidos, estos pueden removerse en contraflujo, sin embargo muchas veces no es posible alcanzar ciertas presiones diferenciales y el daño puede ser más severo.

Si los sólidos que invaden la formación son partículas pequeñas como arcillas, óxidos, reprecipitaciones de sólidos dentro de la formación, pueden tener penetraciones más profundas sobre todo en formaciones más permeables, ocasionando obturamientos más difíciles de remover. Aún más, la bentonita del lodo de perforación se puede perder y penetrar considerablemente en la formación y dado que continúa hidratándose aún después de 24 horas¹¹ se hinchará en los poros de la formación, obturándolos y eliminando la permeabilidad.

Adicionalmente las pérdidas de volúmenes considerables del lodo de perforación u otros fluidos sucios, a través de fisuras, cavernas o fracturas inducidas, propician invasión considerable de sólidos a la formación, siempre difíciles de remover.

II.7.3 Daño asociado con la producción

Como ya fue mencionado, la producción de los pozos propicia cambios de presión y temperatura en o cerca de la pared del pozo.

Estos cambios pueden conducir a un desequilibrio de los fluidos agua, aceite y/o gas, con la consecuente precipitación y depósitos de sólidos orgánicos (asfaltenos o parafinas) y/o sólidos inorgánicos (sales). Obviamente estos depósitos generan obturamientos de los canales porosos y el consecuente daño a la formación.

En algunos pozos productores de gas húmedo, los cambios en presión y temperatura pueden originar condensación retrógrada, con la invasión de líquidos en el medio poroso y por ende una reducción de la permeabilidad relativa al gas.

Otra fuente común de daño asociado con el flujo de los fluidos de la formación al pozo es la migración de los finos (silicatos principalmente), sobre todo en formaciones poco consolidadas o mal cementadas; esto propicia el obturamiento de los canales porosos conduciendo al daño de la formación.

Este daño generalmente se localiza en la formación cercana a la pared del pozo y en los túneles de los disparos.

Otro tipo de daño asociado con la producción es el bloqueo de agua o gas por su canalización o conificación. Esto reducirá la producción de aceite, e incluso llega al grado de dejar de fluir.

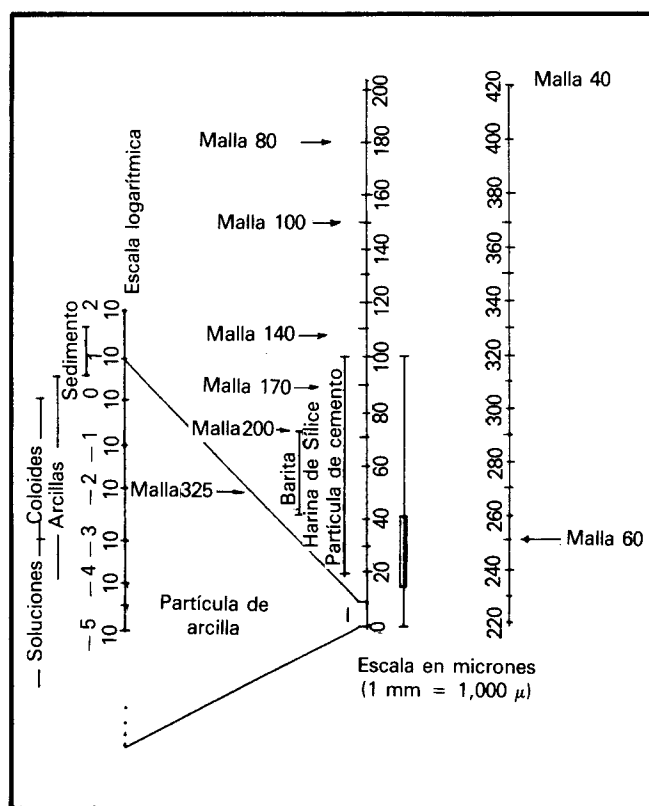


Figura II.20 Tamaño de partículas.

II.8 EVALUACION DEL DAÑO

Como anteriormente se indicó todo pozo al inicio de su explotación o durante la misma, se encuentra en menor o mayor grado dañado, por lo que se hace imprescindible la remoción del daño. Esta remoción permitirá restituir las condiciones naturales de producción o inyección en su caso. La remoción del daño resulta en lo general difícil y costosa, por lo que el enfoque básico debe ser su prevención, o por lo menos su minimización.

Para remover el daño es necesario evaluarlo, lo cual se logra a través del siguiente procedimiento:

- a) Revisión cuidadosa de las operaciones previas a la situación actual del pozo. Esta revisión se basa fundamentalmente en las condiciones en las que se perforó la zona productora o inyectora en su caso; teniendo relevancia trascendente el tipo y características del fluido de perforación, sus condiciones de pérdida de filtrado, tiempo de exposición y características del enjarre; las manifestaciones de los fluidos del yacimiento, las pérdidas de fluido de perforación en la zona de interés. También reviste gran importancia analizar la cementación de la tubería de revestimiento en la zona de interés, incluyendo las características de la lechada de cemento, de los fluidos espaciadores y lavadores, y las condiciones finales de la cementación. De igual forma, se requiere el examen detallado de las operaciones de terminación, con énfasis en los fluidos usados, las condiciones de las perforaciones, los tipos de disparos y los detalles trascendentes sobre operaciones subsecuentes de reparación, limpieza y estimulación.

Es de especial interés consignar la información específica de los fluidos que han invadido el medio poroso. Esta información debe incluir el tipo de fluido, el pH del sistema, los tipos de surfactantes contenidos, etcétera.

- b) Análisis del comportamiento de producción. Debe abarcar desde la terminación del pozo hasta sus condiciones actuales, debiendo incluirse el análisis de las pruebas de formación y producción realizadas y el análisis de muestras de fluidos producidos. Adicionalmente es conveniente comparar el comportamiento de producción del pozo de interés, con el mostrado por pozos cercanos del mismo yacimiento.
- c) Pruebas de laboratorio. La información recopilada y analizada en los puntos a) y b) servirá de base para realizar pruebas de laboratorio con núcleos

y fluidos representativos de la formación y con materiales extraños que han sido perdidos en la roca. Procedimientos generales y tipos de pruebas recomendables se discuten ampliamente en la sección IV.5.

Los estudios de laboratorio permitirán definir la mineralogía y la distribución de minerales de la roca y reproducir las condiciones de daño tanto con la misma roca como con sus fluidos.

Lo anterior conducirá a determinar el tipo de daño probable de la formación, así como el tratamiento de estimulación más recomendable para su remoción.

- d) Cuantificación del daño. Con la finalidad de definir la condición de daño en la formación y en las perforaciones, es necesaria la cuantificación del mismo. Para ello deberán tomarse datos de producción y realizar pruebas de variación de presión, considerando las pruebas de formación. La aplicación de procedimientos de Ingeniería (análisis nodal, pseudofactores de daño, análisis de pruebas de presión tipo, etc.), permitirá la cuantificación del daño a la formación y en consecuencia se podrá estimar el efecto de su remoción.

III. ESTIMULACION MATRICIAL NO REACTIVA

III.1 TIPOS DE ESTIMULACION MATRICIAL

En el capítulo II se indicó la existencia de las dos técnicas principales de estimulación de pozos: la estimulación matricial y la estimulación por fracturamiento.

Estos dos tipos básicos de estimulación son caracterizados por los gastos y presiones de inyección. Gastos de inyección a presiones inferiores a la presión de fractura caracterizan la estimulación matricial, mientras aquellos gastos a presiones superiores a la presión de fractura, caracterizan la estimulación por fracturamiento.

Para definir estos rangos de gasto y presión es común realizar, previo a cualquier estimulación, pruebas de admisión o inyección en el intervalo productor, definiendo a través de las mismas el comportamiento de la presión al incrementar el gasto de inyección. La Fig III.1 ilustra el comportamiento típico de la presión durante una prueba de inyectabilidad.

El procedimiento de prueba consiste en inyectar a la formación un fluido inerte (agua tratada o fluido oleoso limpio) a gastos muy bajos, de 1/2 a un barril por minuto, midiendo la presión de inyección. A continuación se incrementa el gasto de bombeo por etapas, registrando la presión de inyección a gasto estabilizado en cada etapa. Al continuar con incrementos de gasto se registrará un cambio brusco de la pendiente de la curva, tal como se muestra en el punto A de la Fig III.1.

Los procedimientos de estimulación matricial son caracterizados por gastos y presiones abajo de los valores apreciados en el punto A. Esto permitirá una penetración del fluido a la matriz, en forma radial circular, con un consecuente mejor contacto de la zona dañada cercana a la pared del pozo con el fluido de estimulación.

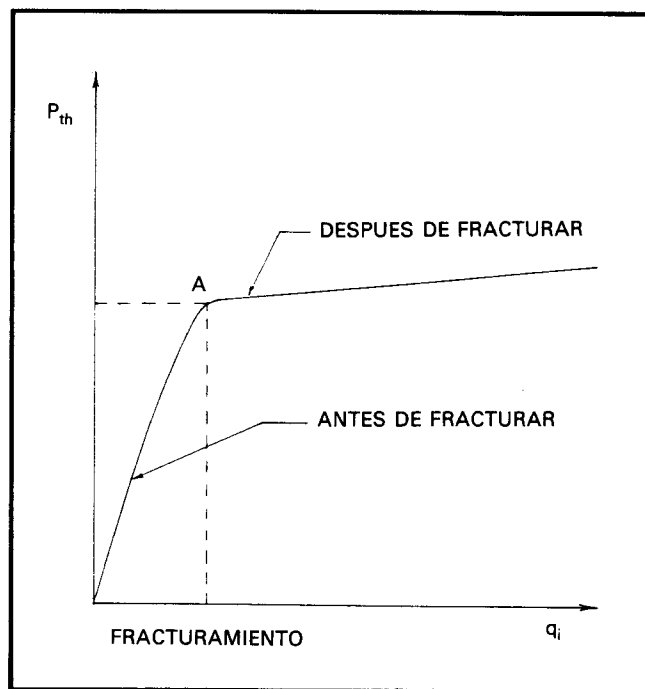


Figura III.1 Comportamiento de la presión de inyección en la cabeza del pozo, durante una prueba de admisión a la formación.

Si la magnitud de la permeabilidad de la formación se conoce, teóricamente puede estimarse el gasto máximo de inyección al cual la formación aceptará fluido sin fracturarse, esto aplicando la Ec. II.19.

La mayoría de los yacimientos, no pueden tolerar gastos de inyección muy altos en entrada radial circular a la matriz. Mayores gastos de inyección se logran, por lo general, en régimen de fracturamiento.

Como fue discutido en el capítulo II, los pozos requieren comúnmente de estimulación al inicio de su explotación, debido al daño ocasionado durante la perforación y la terminación. Es obvio que la condición de daño debe ser removida antes de que el pozo produzca a su potencial natural. Esta remoción es el ob-

jetivo principal de las estimulaciones matriciales consistiendo en la inyección a gasto y presión bajas de pequeños volúmenes de soluciones de estimulación. Dependiendo de la interacción entre estas soluciones y el tipo de daño presente en la roca, la estimulación matricial se divide en dos grandes grupos:

- a) La estimulación matricial no reactiva (o no ácida), en la cual los fluidos de tratamiento no reaccionan químicamente con los materiales o sólidos de la roca. En este caso se utilizan principalmente soluciones oleosas o acuosas, alcoholes o solventes mutuos, con aditivos, principalmente los surfactantes. Estas estimulaciones comúnmente se emplean para remover daños por bloqueos de agua, aceite o emulsión; daños por pérdida de lodo, por depósitos orgánicos, etc., todos ellos discutidos ampliamente en el capítulo II.
- b) La estimulación matricial reactiva, en la cual los fluidos de tratamiento reaccionan químicamente disolviendo materiales que dañan la formación y los propios sólidos de la roca. En este caso se utilizan los sistemas ácidos. Esta estimulación se emplea para remover algunos tipos de daño como los daños ocasionados por partículas sólidas (arcillas), precipitaciones inorgánicas, etc. En algunos casos, principalmente en formaciones de alta productividad, la estimulación matricial reactiva se utiliza no sólo para remover el daño, sino también para estimular la productividad natural del pozo, a través del mejoramiento de la permeabilidad de la formación en la vecindad del pozo. En este caso se tienen técnicas de acidificación matricial en arenas y areniscas y en rocas calcáreas.

El éxito de la estimulación matricial depende primordialmente de la selección apropiada del fluido de tratamiento. El proceso de selección de un fluido es en lo general muy complejo, debido a muchos parámetros involucrados que varían ampliamente, como son el tipo de daño, las características de la formación, las condiciones del pozo, el criterio económico, etcétera.

Dada esta amplia variedad de condiciones, se han desarrollado un gran número de fluidos de tratamiento, los cuales pueden aplicarse en situaciones específicas.

La selección del fluido óptimo, es decir, aquel que reporte mayores ventajas para la solución de un problema dado, debe basarse en la consideración de todos los parámetros relevantes, como son: la mineralogía de la formación, la identificación y evaluación

del daño, la experiencia que se tiene en el área, los resultados de pruebas específicas de laboratorio, etcétera.

Entre los factores más importantes a considerar están el tipo, severidad y localización del daño a remover. La selección del fluido de tratamiento dependerá básicamente de estos factores y de su compatibilidad con la roca de la formación y sus fluidos.

En el caso de que el tipo de daño no se logre identificar plenamente, la estimulación matricial no reactiva no deberá aplicarse, sólo quedando indicada la estimulación matricial reactiva. Esto debido a que existe una gran posibilidad de utilizar fluidos de estimulación contraindicados, corriéndose el riesgo no sólo de no remover el daño, sino de agravarlo.

III.2 FENOMENOS DE SUPERFICIE

El flujo de fluidos a través de medios porosos está fuertemente afectado por fenómenos de superficie, que representan fuerzas retentivas de los fluidos en la roca. La acción de la estimulación matricial no reactiva concierne principalmente con la alteración de estas fuerzas retentivas; manifiestas en los fenómenos de tensión superficial e interfacial, mojabilidad y capilaridad. Por ello, en principio, reviste importancia el discutir estos fenómenos, para posteriormente comprender los alcances de la estimulación matricial no reactiva.

III.2.1 Tensión superficial

La materia en sus diferentes estados (sólido, líquido y gaseoso), está compuesta de moléculas, las cuales presentan una atracción mutua llamada fuerza de cohesión. Esta fuerza es una combinación de fuerzas electrostáticas y de Van der Waals. Naturalmente estas fuerzas son de diferente magnitud dependiendo del estado de la materia. Por ejemplo, en el seno de un líquido una molécula es rodeada por moléculas similares ejerciendo unas con otras iguales fuerzas de atracción, por lo que estas se encuentran balanceadas tal como se muestra en la Fig III.2.

En la interfase entre un líquido y un sólido o entre un líquido y un gas, estas fuerzas son desbalanceadas causando que exista una resultante en la interfase, esto crea una energía libre de superficie. En la propia Fig III.2 se aprecia esta resultante entre la interfase líquido-aire, la cual es perpendicular a la superficie del líquido. Esta fuerza será mayor entre mayores sean las fuerzas de atracción entre las mo-

l culas del líquido. Si se deseara romper esta superficie se tendría que realizar un trabajo por unidad de área, equivalente a vencer la energía libre de superficie. Este trabajo por unidad de área se denomina tensión superficial y su valor es específico para cada líquido dependiendo principalmente de la temperatura y presión a las cuales se encuentre.

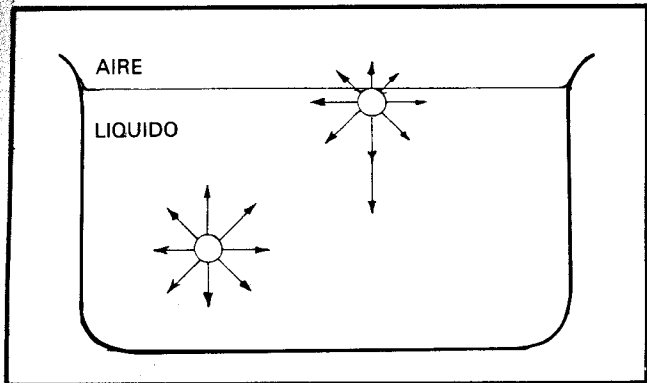


Figura III.2 Representación esquemática de las fuerzas intermoleculares.

Para medir la tensión superficial se usan varios procedimientos, de los cuales el más ampliamente utilizado es el método de Du No y. Este procedimiento consiste en colocar en el líquido un anillo de platino y llevarlo hasta la interfase, midiendo la fuerza necesaria con la que el anillo rompe la superficie. La tensión superficial generalmente se da en dina/cm. Para el agua a condiciones estándar la tensión superficial es de 72 dinas/cm, para el benceno es de 29 dinas/cm.

Thomas Young en 1905, mostró que las propiedades mecánicas de la energía libre de superficie podrían relacionarse con una membrana hipotética en la superficie. Usando el concepto de tensión superficial, Young fue capaz de derivar explícitamente la condición de equilibrio mecánico de una superficie curva entre dos fases. La Fig III.3 representa una superficie esférica conteniendo un líquido con radio de curvatura r , en donde la ecuación de Young se expresa en la forma siguiente:

$$P'' - P' = \frac{2\sigma}{r} \quad \text{III.1}$$

Donde:

- P' : Presión en la fase externa
- P'' : Presión en la fase interna
- σ : Tensión superficial
- r : Radio de curvatura

Es común definir como tensión superficial a la obtenida entre un líquido y el aire y tensión interfacial a aquella medición realizada en la interfase entre dos líquidos.

III.2.2 Mojabilidad

En la interfase entre un líquido y un sólido también existen fuerzas intermoleculares en desequilibrio que generan el concepto de mojabilidad. El sólido causa una fuerza de adhesión, por lo que el líquido es atraído al sólido. En la Fig III.4 se muestra el efecto total de las fuerzas de adhesión y cohesión entre la interfase de agua y vidrio (Fig III.4A) y entre mercurio y vidrio (Fig III.4B). En el primer caso las fuerzas de adhesión son más grandes que las de cohesión y el ángulo es menor de 90° , condición bajo la cual se determina que el líquido moja al sólido. En el caso del mercurio las fuerzas de cohesión son más dominantes produciéndose un ángulo en la interfase mayor a 90° , siendo indicativo de la no mojabilidad del líquido en el sólido. Cuantitativamente la mojabilidad se define como el producto de la tensión superficial por el ángulo de contacto, esto es:

$$\text{Mojabilidad} = \sigma \cos \alpha \quad \text{III.2}$$

Donde α es el ángulo de contacto en la interfase.

La Fig III.5 muestra la mojabilidad en un sólido en presencia de dos líquidos (agua y aceite). Los ángulos de contacto en las interfases son empleados para estudiar las condiciones de mojabilidad.

El fenómeno de mojabilidad es de gran importancia para el flujo de aceite en un medio poroso. Se ha demostrado que si la roca se encuentra mojada por agua, la permeabilidad al aceite es muy superior al caso en que la roca se encuentre mojada por aceite; por lo tanto es muy importante que el medio poroso est  o quede mojado por agua.

III.2.3 Capilaridad

Otro fenómeno de superficie es la capilaridad. Si un tubo de vidrio capilar es sumergido en agua, el agua se elevará en el tubo como se muestra en la Fig III.6, en este caso se define como presión capilar la diferencia de presiones en la interfase. La presión capilar será la fuerza requerida para soportar la columna de agua en el tubo, dividida entre el área del capilar, es decir:

$$P_c = \rho g h_c$$

III.3

Donde:

P_c : Presión capilar

ρ : Densidad

g : Aceleración de la gravedad

h_c : Altura de la columna

En función de la tensión superficial entre el líquido y el aire la presión capilar se expresa:

$$P_c = \frac{2\sigma \cos \alpha}{r_c} \quad \text{III.4}$$

Donde:

r_c = radio del capilar

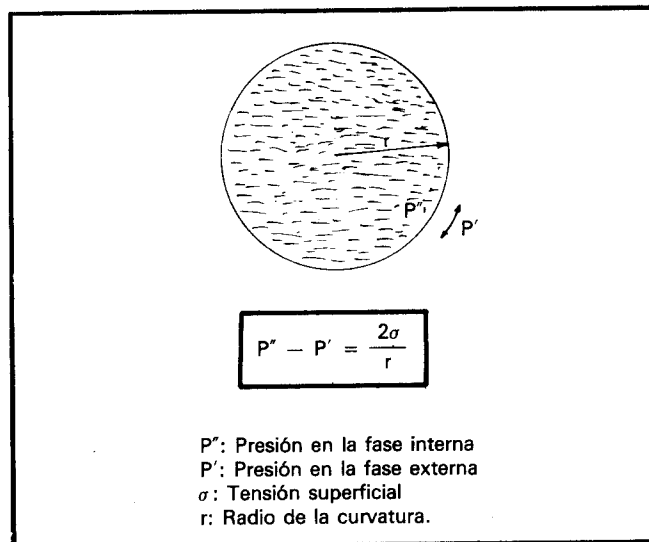


Figura III.3 Representación de una superficie esférica conteniendo un líquido con radio de curvatura r .

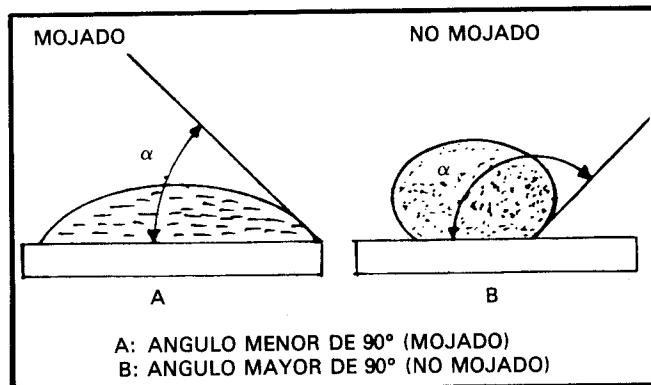


Figura III.4 Angulos de contacto en condiciones de mojado y no mojado.

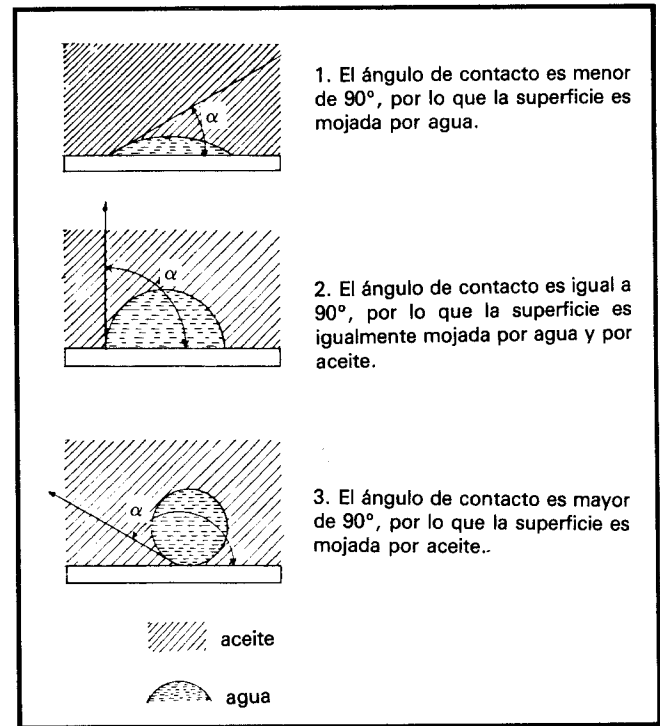


Figura III.5 Mojabilidad de un sólido en presencia de dos líquidos (agua y aceite).

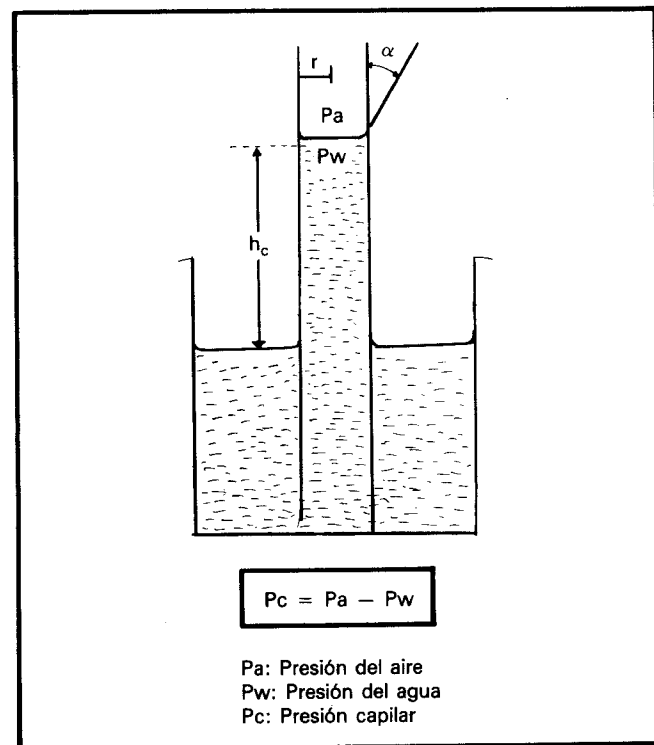


Figura III.6 Efecto de capilaridad.

Como se mencionó, la estimulación matricial no reactiva es indicada cuando se trata de remover daños relacionados con las fuerzas retentivas en el yaci-

miento. Bajo estas condiciones a través de este tipo de estimulación se pueden remover bloqueos de agua, emulsión, aceite, daños por alta tensión interfacial, por mojabilidad, por depósitos orgánicos, etc. En la mayoría de estas estimulaciones es necesario afectar los fenómenos de superficie previamente discutidos.

Los agentes activos de superficie (surfactantes) son los productos químicos que principalmente se utilizan en la estimulación matricial no reactiva, debido a su eficiente acción que permite alterar los fenómenos de superficie.

III.3 SURFACTANTES

Los agentes activos de superficie o surfactantes son compuestos de moléculas orgánicas, caracterizados por estar formados por dos grupos químicos, uno afin al agua (polar), llamado hidrofílico, y otro afin al aceite (no polar) llamado lipofílico.

Estos productos, mezclados con fluidos acuosos, oleosos, alcoholes, o solventes mutuos, pueden afectar favorablemente o desfavorablemente el flujo de hidrocarburos hacia el pozo; consecuentemente es de gran importancia considerar su acción durante los procesos de perforación, cementación, terminación, reparación, limpieza y estimulación de pozos.

Para comprender la acción de los surfactantes, es necesario analizar la estructura de sus moléculas. Para ello se acostumbra representarlos esquemáticamente como se muestra en la Fig III.7. Como se observa, un surfactante tiene dos grupos, uno afin al agua y otro afin al aceite; dada esta estructura los surfactantes tienden a orientarse en un líquido buscando el acomodo mostrado en la Fig III.8. Puesto que el grupo hidrofílico es más soluble en agua que el grupo lipofílico, las moléculas de surfactante se orientarán en la interfase agua-aire con el grupo afin al aceite en el aire y con el grupo afin al agua en el agua (Fig III.8A). Esto altera la naturaleza de la interfase aire-agua y dependiendo de la efectividad del surfactante, la interfase se convierte en una combinación de aire-agua y surfactante. Como el aceite tiene menor tensión superficial que el agua, entonces la tensión superficial del agua con surfactante será menor que la tensión superficial del agua pura, y quizá tan baja como la tensión superficial del aceite. En el caso de las Figs III.8B y III.8C se produce un efecto semejante.

La Fig III.9 presenta un ejemplo de un surfactante que es una molécula de ácido esteárico, en la cual la parte de la molécula de carbonos e hidrógenos es básicamente no-polar, y el grupo carboxílico

(CO-OH), es polar y en consecuencia miscible en la fase acuosa.

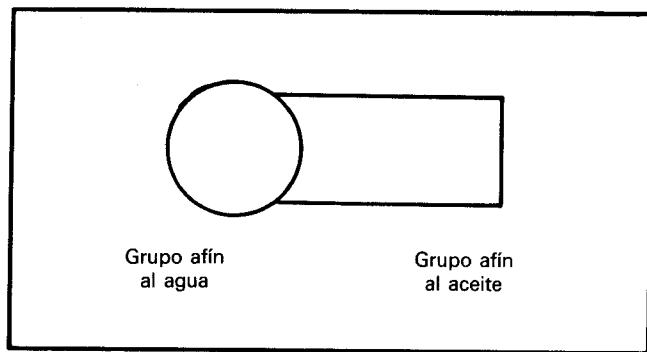


Figura III.7 Representación esquemática de un surfactante.

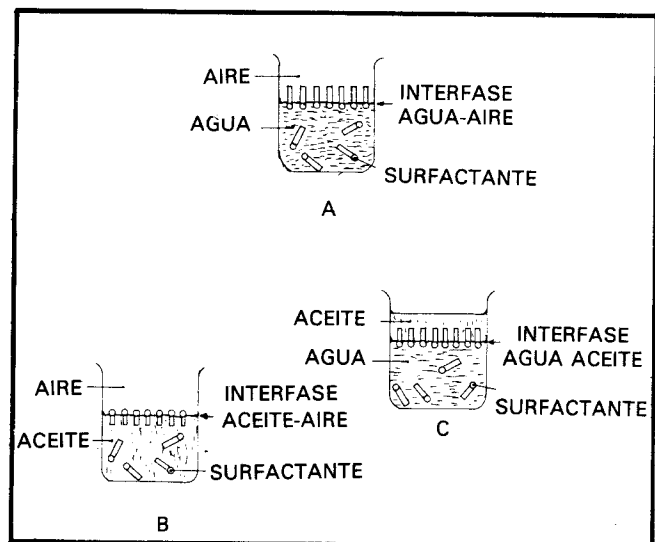


Figura III.8 Orientación de los surfactantes en las interfases.

El hecho de que un surfactante busque una interfase implica que la tensión superficial o interfacial, presión capilar y la mojabilidad de un líquido en un sólido se alteren en mayor o menor grado. Estos efectos se manifiestan en cualquier interfase, ya sea entre dos líquidos inmiscibles, entre un líquido y un sólido, etc. Debido a los surfactantes, una concentración relativamente baja de estos en agua, permite reducir la tensión superficial de 72 dinas/cm a 22 dinas/cm, o aún menos. Asimismo los surfactantes a muy bajas concentraciones, pueden reducir la tensión interfacial entre el agua y el aceite, por ejemplo en el caso de kerosina y agua, se reduce la tensión interfacial de 49 dinas/cm a valores cercanos a cero. Por otra parte, dado que las rocas de formaciones productoras de hidrocarburos son silíceas o calcáreas, los sur-

factantes actuarán de acuerdo con el carácter eléctrico de estos minerales, pudiendo alterar las condiciones de mojabilidad de un líquido en un sólido.

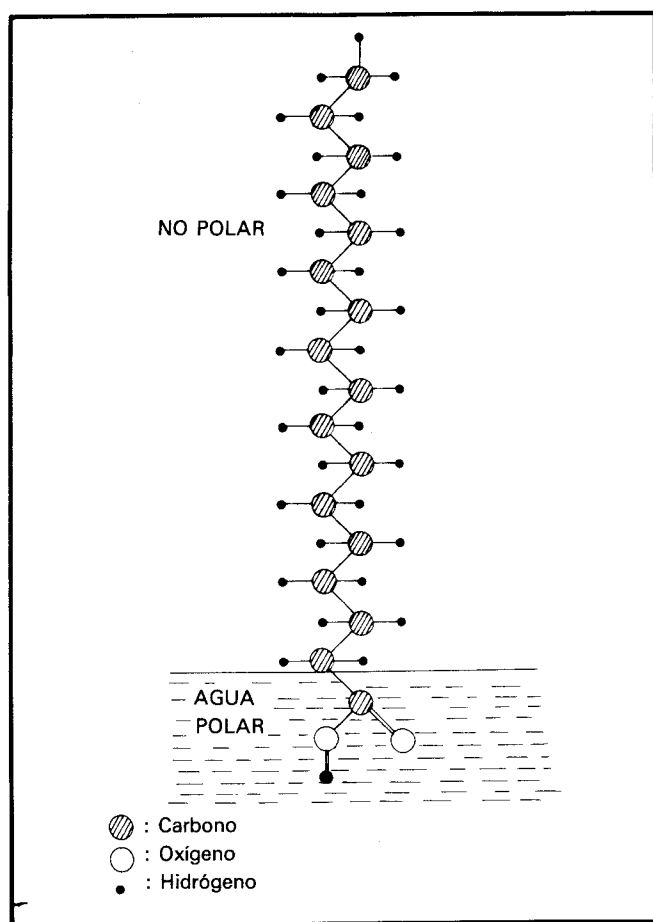


Figura III.9 Ejemplo de surfactante.

III.3.1 Clasificación de los surfactantes

Debido a que la acción de los surfactantes depende principalmente de fuerzas electrostáticas, estos se clasifican de acuerdo a la naturaleza iónica del grupo soluble en agua. En esta forma los surfactantes se dividen en: aniónicos, catiónicos, no iónicos y anfotéricos. La Tabla III.1^{10, 18} muestra su clasificación incluyendo su descripción esquemática, las características de carga del grupo soluble en agua, los grupos químicos más importantes y sus usos principales.

Como ya se mencionó, por sus características los surfactantes se acomodan en las interfases entre líquidos, gases y sólidos, de esta manera los surfactantes funcionan por el mecanismo de adsorción, creando efectos diferentes dependiendo del tipo de surfactante y las características del gas, líquido y sólido.

III.3.2 Utilización de los surfactantes en la estimulación matricial no reactiva

Los surfactantes generalmente se emplean mezclados entre sí con un solvente. Se mezclan surfactantes aniónicos-aniónicos, aniónicos-no iónicos, catiónicos-catiónicos, catiónicos-no iónicos y no iónicos-no iónicos. La mezcla de surfactantes aniónicos-catiónicos, en lo general no es recomendable debido a que se puede tener una reacción que produce otro producto diferente a un surfactante y muchas veces en forma de precipitados.

La molécula de surfactante es parcialmente soluble tanto en fluidos oleosos como acuosos; sin embargo, la solubilidad preferencial de los surfactantes depende de la relación de sus grupos solubles en agua y en aceite, por lo tanto un incremento en la relación de los grupos solubles en aceite propicia una mayor solubilidad en aceite; por lo contrario un incremento de los grupos solubles en agua produce una mayor solubilidad en agua. Algunos surfactantes son sólo dispersables en agua o en aceite.

El uso de los surfactantes para tratamiento de pozos se ha hecho imprescindible en todo tipo de estimulación. Específicamente en la estimulación matricial no ácida, la acción de los surfactantes se manifiesta principalmente en los siguientes fenómenos:

- i) **Disminución de las fuerzas retentivas de los fluidos en el medio poroso.** La acción bajotensora de los surfactantes permite reducir las fuerzas capilares responsables del atrapamiento de los fluidos en el medio poroso. Este efecto es de mayor importancia en formaciones de baja permeabilidad, de pequeños poros, donde las fuerzas retentivas son las causantes de que los hidrocarburos del yacimiento no fluyan con la energía disponible.
- ii) **Mojamiento de la roca.** Cuando la formación en la vecindad del pozo llega a ser mojada por aceite, el aceite se adhiere a la pared de los poros incrementando el espesor de la película que moja la roca (capa límite) con la consecuente disminución del área libre al flujo del aceite y/o el gas. Adicionalmente se elimina el efecto de resbalamiento que produce una película de agua adsorbida en la pared del poro. Todo esto trae como consecuencia una reducción considerable de la permeabilidad a los hidrocarburos, entre el 15 y el 85%, de aquella que tuviese la roca si está mojada por agua. Los surfactantes alteran la mojabilidad de la roca favorable o desfavorablemente.

en función del tipo y características de la roca.

Las formaciones de arena y arenisca poseen superficies de mineral con cargas electrostáticas negativas, teniendo fuertes fuerzas de adhesión a iones positivos y surfactantes catiónicos. Esto permite que la roca pueda quedar mojada por aceite, tal como se muestra en la Fig III.10A. Por el contrario un surfactante aniónico tenderá a dejar la roca mojada por agua (Fig III.10B).

Las formaciones calcáreas en condiciones naturales (con pH menores de 8), poseen una carga electrostática de superficie positiva. Usando una lógica similar al caso de las formaciones silíceas, las moléculas de un surfactante catiónico se alinearán como se muestra en la Fig III.10C, dejando la roca mojada por agua. Contrariamente la roca quedará mojada por aceite si el surfactante es de tipo aniónico (Fig III.10D)

iii) **Rompimiento de emulsiones.** Como se mencionó anteriormente, la formación de una emulsión en el medio poroso restringe considerablemente el flujo de fluidos al pozo, por lo que será siempre necesario destruir tales emulsiones.

Una emulsión es un sistema en el cual un líquido es dispersado en forma de gotas en otro fluido inmisible. La emulsión puede ser estable o inestable. El líquido disperso constituye la fase discontinua, y el otro líquido la fase continua. En el caso de los yacimientos se presentan más frecuentemente emulsiones agua en aceite, que emulsiones aceite en agua.

Cuando dos líquidos inmiscibles entran en contacto y se mezclan, se llega a formar una esfera que ofrece un área de superficie mínima y también una fuerte tensión interfacial. Si existe un agente surfactante de tipo emulsificante (que puede encontrarse en el propio aceite o en los fluidos de invasión), las superficies de las gotas de la fase dispersa adquieren cierta rigidez. Esto genera emulsiones estables que pueden agravarse por cargas electrostáticas provenientes de las moléculas de agua o presencia de finos que actúan como agentes emulsificantes. Para crear una emulsión estable, se requerirán entonces líquidos inmiscibles, suficiente agitación y un agente emulsificante.

Los surfactantes actúan en las emulsiones reduciendo la tensión interfacial, lo cual permite romper la rigidez de la película, o neutralizando el efecto de los agentes emulsificantes. Adicionalmente el cambio de mojabilidad de las partículas

sólidas también puede coadyuvar en el rompimiento de la emulsión.

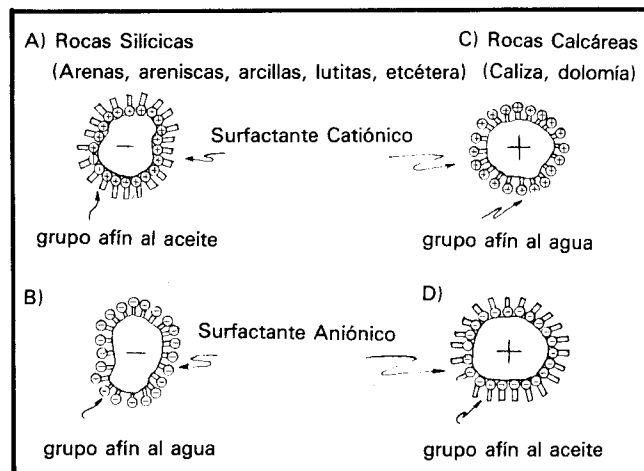


Figura III.10 Características de mojabilidad de los surfactantes.

El éxito de una estimulación matricial no reactiva depende principalmente de la selección de los surfactantes para la remoción del daño específico. Por tanto, es conveniente indicar la acción normal de los diferentes tipos de surfactantes.^{10, 18}

Acción de los surfactantes aniónicos:

- Mojarán de agua la arena, la lutita o la arcilla, cargadas negativamente.
- Mojarán de aceite la caliza o dolomía, cuando su pH sea menor de 8 (condición normal).
- Mojarán de agua la caliza o dolomía, si el pH es 9.5 o mayor debido a que estos sólidos cambian su carga superficial.
- Romperán emulsiones de agua en aceite.
- Emulsionarán el aceite en agua.
- Dispersarán las arcillas o finos en agua.

Acción de surfactantes catiónicos:

- Mojarán de aceite la arena, lutita o arcilla.
- Mojarán de agua la caliza o dolomía, cuando su pH sea menor de 8.
- Mojarán de aceite la caliza o dolomía, si el pH es 9.5 o mayor.
- Romperán emulsiones de aceite en agua.
- Emulsificarán el agua en aceite.
- Dispersarán las arcillas o finos en aceite.

Acción de los surfactantes no-iónicos. Estos sur-

factantes son probablemente los más versátiles de todos para la estimulación de pozos, ya que estas moléculas no se ionizan. En combinación con otros productos químicos, los surfactantes no-iónicos pueden proporcionar otras características, tales como alta tolerancia al agua dura y al pH ácido.

La mayoría de los no-iónicos son derivados de óxido de etileno o mezclas de óxido de etileno-óxido de propileno. Ya que la solubilidad en agua de los no-iónicos se debe a la formación de puentes de hidrógeno o a la atracción de agua por el oxígeno del óxido de etileno, esta atracción se reduce a altas temperaturas y/o altas concentraciones de sal, ocasionando que la mayoría de los surfactantes no-iónicos se separen de la solución.

Acción de los surfactantes anfotéricos. Estos son moléculas conteniendo grupos ácidos y básicos. En un pH ácido, la parte básica de la molécula se ioniza y proporciona actividad superficial a la molécula. En

un pH básico, la parte ácida de la molécula se "neutraliza" y por lo general, tiene menos actividad superficial que a otros valores de pH. Hay un uso limitado de los surfactantes anfotéricos; sin embargo, algunos están siendo empleados como inhibidores de corrosión.

III.4 TIPOS DE DAÑOS SUSCEPTIBLES DE REMOVERSE CON ESTIMULACION MATRICIAL NO REACTIVA

Varios tipos de daño a la formación pueden ser tratados con estimulación matricial no-reactiva, a través de la acción efectiva de los surfactantes. Sin embargo, dado que el uso de estos productos puede prevenir, remover, disminuir o agravar los daños a la formación, no deben utilizarse sin el conocimiento del tipo de daño y siempre previas pruebas de laboratorio. La remoción de los daños susceptibles de ser re-

Tabla III.1 Clasificación de surfactantes

La naturaleza iónica del grupo soluble en agua se usa para clasificar los surfactantes en cuatro clases:

Clasificación	Descripción	Carga del grupo soluble en agua	Grupos químicos	Usos principales
Aniónicos (utilizados en un 70%)	$M^+ -$	Negativa	Sulfatos ($R - OSO_3^-$) Sulfonatos ($R - SO_3^-$) Fosfatos ($R - OPO_3^{2-}$) Fosfonatos ($R - PO_3^{2-}$)	No emulsificantes Retardadores Limpiadores
Cationicos	$X^- +$	Positiva	Compuestos de Amina R_2 $R_1 - N - R_3^+ Cl^-$ R_4	No emulsificantes Inhibidores de Corrosión/Bactericidas
No-iónicos		Sin carga	Polímeros de óxido de etileno $R-O-(CH_2CH_2O)_n$ Propileno $R-O-\left\{ \begin{array}{l} CH_2CH_2O \\ CH_3 \end{array} \right\}_n$	No emulsificante Espumantes Inhibidores de corrosión Agentes penetrantes
Anfotéricos	M^+ $X^- \mp$	Positiva, Negativa Sin carga dependiendo del pH del sistema	Sulfonato amina $RNH(CH_2)$ y SO_3H Fosfato amina $RNH(CH_2)_nOPO_3H$	Inhibidores de corrosión Agentes de suspensión

M^+ y X^- representan iones positivos, tal como el Na^+ y negativos como el Cl^- , respectivamente.
 R , grupos solubles en aceite.

movidos con surfactantes, generalmente es costosa y difícil, por lo que el enfoque más efectivo es emplear los surfactantes para prevenir el daño que de otra forma podría ocurrir durante casi todas las fases de las operaciones de pozos, incluyendo la perforación, cementación, terminación, reparación, estimulación y explotación. En el caso de que en cualquier operación del pozo se hayan utilizado productos surfactantes que ocasionaron daño a la formación, la remoción del mismo puede ser posible con surfactantes más poderosos que revierten la acción de los primeros. Lograr técnicamente esto, requiere concentraciones muy altas de surfactantes y siempre se tendrá la incertidumbre de lograr remover efectivamente el daño. Es por ello que en cualquier operación de un pozo al seleccionarse los fluidos debe tenerse presente el daño probable que se puede causar. Para ello, es necesario realizar pruebas de laboratorio con los fluidos que se planea utilizar en el pozo y fluidos representativos de la formación productora y muestras de la roca. Los procedimientos de prueba pueden ser similares a los que el Instituto Americano del Petróleo¹⁹ ha propuesto y que incluyen prácticas recomendadas que permiten seleccionar surfactantes para la estimulación con ácido de pozos.

En conclusión, debe tenerse extremo cuidado en la selección y uso de los surfactantes. Un surfactante específico puede prevenir o disminuir un tipo de daño y crear otro.

Los daños que pueden removerse con estimulación matricial no ácida son:

1. Bloqueo por agua. Como ya fue mencionado, el bloqueo de agua es causado por el incremento de la saturación de agua en la vecindad del pozo, con la consecuente reducción de la permeabilidad relativa a los hidrocarburos. El problema es mayor cuando se pierden grandes cantidades de agua. La productividad en lo general se restablece por sí sola lentamente, pero puede persistir durante meses o años, siendo el problema de mayor magnitud en formaciones de baja permeabilidad y/o en la presencia de arcillas tipo illita. Adicionalmente este bloqueo puede producirse durante la producción del pozo por canalización o conificación del agua de formación en el intervalo productor.

El bloqueo de agua puede prevenirse siempre y cuando en los fluidos acuosos que invaden la formación se adicionen surfactantes bajotensores en concentraciones del 0.1 al 0.2% en volumen.

Un bloqueo de agua usualmente puede ser removido inyectando a la formación matricialmente una

solución acuosa o ácido alcohólico, este último apropiado para pozos de gas, con una concentración de 1 a 3% de un surfactante que permita bajar efectivamente la tensión superficial e interfacial y asegure el mojamiento de la formación por agua.

2. Bloqueo de aceite. En pozos de gas la invasión de fluidos base aceite causará que una nueva fase invada la formación con la consecuente reducción drástica de la permeabilidad relativa al gas. Este bloqueo causa mayor daño en formaciones de baja permeabilidad y puede también presentarse en los casos de condensación retrógrada. La inyección matricial de soluciones acuosas con solventes mutuos o alcoholes, de surfactante de 1 a 3% en volumen disminuirá las fuerzas retentivas del aceite que bloquea la formación, permitiendo una rápida disminución de la saturación de la fase oleosa.

3. Bloqueo por emulsión. La formación de emulsiones en el medio poroso causan en lo general altas viscosidades, particularmente las emulsiones agua en aceite. Esto reduce drásticamente la productividad de los pozos y en lo general es relativamente más fácil prevenir las que removerlas. La cantidad de surfactante requerida para remover un bloqueo por emulsión debe ser usualmente unas 20 o 30 veces mayor que el volumen necesario para prevenir su formación.

La inyección de soluciones de surfactantes desémulsificantes del 2 al 3% en volumen en fluidos oleosos, acuosos o con solventes mutuos puede usarse para romper una emulsión. Esto se logra permitiendo el contacto íntimo entre el surfactante y cada gota dispersa de la emulsión. La emulsión se rompe al adsorberse el surfactante en la interfase disminuyendo la tensión interfacial y propiciando la consecuente coalescencia de las gotas de la fase dispersa.

4. Mojamiento por aceite. Cuando la formación en la vecindad del pozo queda total o parcialmente mojada por aceite, se produce un daño significativo a la productividad del pozo. Además el mojamiento por aceite puede resultar en mayor tendencia al bloqueo por agua o emulsión. Los mecanismos por los que esto sucede fueron discutidos previamente.

Es común que los fluidos que invaden la formación en las diferentes operaciones en los pozos, contengan surfactantes, los que dependiendo del tipo de surfactante y los minerales que conforman la roca, pueden propiciar el mojamiento de la misma por aceite.

Como en los casos anteriores la prevención del problema debe siempre contemplarse. Los surfactantes catiónicos son difíciles de remover de rocas silíceas. La remoción efectiva será siempre costosa e implica

la inyección de solventes mutuos para remover la fase mojante de aceite, seguida de una solución acuosa de un surfactante con fuertes propiedades mojantes por agua.

5. Películas o membranas interfaciales. Para remover este tipo de daño, es necesario utilizar solventes con alta concentración de surfactantes que permitan disminuir la consistencia de las películas rígidas formadas en las interfases agua-aceite.

6. Depósitos orgánicos. Como fue mencionado, algunos aceites crudos tienen tendencia a ocasionar depósitos orgánicos formados por hidrocarburos de alto peso molecular (parafinas o asfaltenos). Estos depósitos pueden formarse en la roca, en las perforaciones y/o en la tubería de producción.

El daño ocasionado por los depósitos orgánicos es removido al resolubilizarlos con solventes aromáticos y un surfactante dispersor. También es recomendable la adición de pequeñas cantidades de alcoholes o solventes mutuos.

7. Pérdidas de lodo. El daño ocasionado por grandes volúmenes de lodo perdidos durante las operaciones de perforación, en lo general es un problema difícil de eliminar. La solución más indicada consiste en la inyección de soluciones acuosas u oleosas de surfactantes y otros químicos que pueden reducir la viscosidad del lodo y dispersar los sólidos.

III.5 SELECCION DE SURFACTANTES EN LA ESTIMULACION MATRICIAL NO REACTIVA

Como se mencionó anteriormente, los surfactantes en general alteran en forma favorable o desfavorable el flujo de los fluidos en el medio poroso. En la mayor parte de los casos es más difícil remover un daño que prevenirlo. Es por ello que la selección de los surfactantes adecuados permite tanto prevenir como remover determinados tipos de daño de las formaciones. En ambos casos para la selección de los surfactantes deben efectuarse pruebas de laboratorio similares a las descritas en el API RP-42.¹⁹

En lo general las areniscas son más susceptibles a ser dañadas que las rocas calcáreas; sin embargo, en todos los casos es recomendable que los fluidos y productos químicos utilizados en las diferentes operaciones de los pozos, se sometan a pruebas de compatibilidad con los fluidos de la formación, y de ser posible con núcleos representativos. Si en estas pruebas se promueve un daño, es posible suponer que se pueda presentar en la formación. En estas condiciones deben

seleccionarse a través de pruebas de laboratorio, surfactantes que permitan prevenir el daño.

III.5.1 Ejemplos^{10,19}

Para ilustrar los procedimientos de pruebas requeridos, considérese que se va a emplear agua salada de formación, como el fluido para controlar un pozo productor de aceite.

Procedimiento para determinar la tendencia a formar emulsiones

- a) El equipo necesario es: un agitador de alta velocidad, tal como el Hamilton-Beach Modelo 30, con cabeza de disco estándar o un agitador Sargent-Welch S-766995; un vaso de precipitados de forma alta, con capacidad de 400 ml; probetas de 100 ml; cronómetro o reloj y una jeringa graduada, de 1 ml.
- b) Obtenga muestras del agua que se va a utilizar y del aceite producido del yacimiento. El aceite no debe contener productos químicos de tratamiento; obtenga muestras de los surfactantes por estudiar y una pequeña cantidad de finos de la formación o harina de sílice y bentonita no tratada. Bajo ninguna circunstancia debe usarse en estas pruebas bentonita tratada.
- c) Coloque 25 ml del agua salada en el vaso de 400 ml, disperse en el agua 2.5 gr de finos de la formación pulverizada o 2.5 gr de una mezcla 50:50 de harina de sílice y bentonita.
- d) Añada al agua salada con los sólidos dispersos, 75 ml del aceite crudo producido. Agite la solución con el mezclador de 14,000 a 18,000 rpm durante 30 segundos. Inmediatamente vacíe la emulsión en una probeta de 100 ml y registre los volúmenes de agua liberada a los 10 minutos y una hora.
- e) Si después de diez minutos no se tiene la separación del 90% de agua limpia y al cabo de 30 minutos el 100%, generalmente se requiere un surfactante en el fluido de control empleado para prevenir el daño.

Procedimiento de selección de surfactantes para prevenir la formación de emulsión

Si está indicado el empleo de un surfactante, deben realizarse pruebas para determinar el mejor surfactante. Las pruebas para seleccionar los surfactantes son muy similares a las de compatibilidad previamente descritas. La única diferencia radica en que el surfactante en estudio, generalmente al 0.1-0.2% en

volumen, se adiciona al aceite o al agua, antes de agitarlos con el mezclador de alta velocidad. Para determinar el mejor surfactante para un trabajo, debe repetirse el siguiente procedimiento de prueba con varios surfactantes.

- a) Coloque 25 ml de agua salada en un vaso de 400 ml y disperse en el agua 2.5 gr de finos de la formación pulverizada, ó 2.5 gr de una mezcla 50:50 de harina de sílice y bentonita.
- b) Adicione al agua salada 75 ml del aceite crudo producido y disperse los sólidos. Añada el surfactante seleccionado, usualmente al 0.1 o 0.2% en volumen. Agite la solución con el mezclador de 14,000 a 18,000 rpm, durante 30 segundos. Vacíe inmediatamente la emulsión en la probeta de 100 ml y registre los volúmenes de agua liberada a varios intervalos de tiempo.
- c) Las pruebas deben repetirse usando diferentes surfactantes y porcentajes de los mismos, para determinar el más efectivo al más bajo costo. Si el surfactante es eficiente, romperá la emulsión en unos cuantos minutos.

Procedimiento de selección de surfactantes para remover una emulsión

Si está indicado un bloqueo por emulsión en un pozo, deben realizarse pruebas de rompimiento de la emulsión utilizando surfactantes y muestras de la emulsión producida. Si no se dispone de muestras de la emulsión, la alternativa es preparar en el laboratorio una emulsión similar, empleando fluidos y productos químicos que propician la emulsión. Para emplear este procedimiento, utilice pruebas similares a las descritas para prevenir emulsiones.

Esto comprenderá la adición del surfactante, generalmente al 2 o 3% en volumen, a la emulsión y agitar con el mezclador de alta velocidad durante 30 segundos. Vaciar en la probeta y registrar el porcentaje de agua liberada después de una y 24 horas. Generalmente es aconsejable correr varias pruebas de rompimiento de emulsión utilizando diferentes surfactantes y concentraciones, para seleccionar el más efectivo y económico.

Los sistemas que no forman emulsiones estables, generalmente no requieren de surfactantes en las soluciones de tratamiento. Por el contrario, si los sistemas utilizados en las operaciones previas del pozo, muestran emulsiones estables, el daño al pozo puede deberse al bloqueo por emulsión en la formación.

Pruebas de mojabilidad

En el API-RP-42¹⁹ se describen varios métodos para medir la mojabilidad; sin embargo aquí se presenta únicamente la prueba visual de mojabilidad. Esta prueba puede aplicarse para utilizarse en el campo.

El equipo y los materiales requeridos para la prueba son:

- Una botella de boca ancha, con capacidad de 4 onzas o vasos de precipitados de 150 ml.
- Kerosina y/o los aceites crudos por probar.
- El fluido acuoso de prueba (agua, salmuera o ácido).
- Arena limpia y/o partículas de caliza, malla 40-60.

El procedimiento para los surfactantes solubles o dispersables en aceite es:

- a) Coloque en la botella 50 ml de aceite conteniendo surfactante a la concentración deseada (generalmente 1% o menos para usarse en tratamientos a pozos) y adicione 10 ml de la arena de prueba.
- b) Después de 30 minutos, vacíe lentamente, dentro de la botella, 50 ml de agua, teniendo cuidado de prevenir un excesivo mezcleo y emulsificación.
- c) Observe la dispersabilidad relativa de las partículas y su tendencia a formar agregados en ambas fases, acuosa y oleosa, levantando una pequeña cantidad de arena, con la cucharilla de una espátula, a la fase oleosa y permitiendo que la arena caiga dentro del agua.

El procedimiento para los surfactantes solubles o dispersables en agua es:

- a) Coloque en una botella de 50 ml de una solución acuosa conteniendo el surfactante a la concentración deseada y añada 10 ml de la arena de prueba.
- b) Después de 30 minutos decante la solución dentro de otra botella y cuidadosamente adicione sobre la solución, 50 ml de aceite.
- c) Agite lentamente la arena tratada, permitiendo que caiga a través del aceite y el agua.
- d) Observe la dispersabilidad relativa o tendencia a formar aglomerados en ambas fases, acuosa y oleosa.

El procedimiento para soluciones ácidas es:

- a) Coloque en una botella, 50 ml del ácido, conteniendo el surfactante e inhibidor de corrosión por

probar y añada 10 ml de arena. Realice el resto de la prueba en la forma descrita para surfactantes en agua.

- b) Observe la apariencia de los granos de arena en el ácido, decante el ácido y enjuague la arena con salmuera sintética o de la formación. Cubra la arena con 50 ml de salmuera y 50 ml de aceite. Observe nuevamente el estado de los granos de arena.

Interpretación de resultados:

- Las arcillas u otros finos mojados fuertemente de agua se dispersan rápidamente en la fase acuosa, pero se aglomeran o aglutinan en la fase oleosa.
- Las partículas firmemente mojadas de aceite, se aglomeran o aglutinan en la fase acuosa.
- Debido a que la mojabilidad existe en diferentes grados, entre los extremos de ser fuertemente mojado de agua o fuertemente mojado de aceite, las observaciones de los sistemas intermedios son difíciles de distinguir y describir.
- Deben considerarse otros factores. Por ejemplo, cuando se utiliza un aceite crudo de color oscuro, las arenas mojadas de aceite deben aproximarse al color del crudo. Si el crudo tiende a formar espontáneamente una emulsión al contacto con las soluciones acuosas de surfactantes, la arena puede tener la misma apariencia que si estuviera mojada de aceite.

III.5.2 Requerimientos de los surfactantes para estimulaciones matriciales no reactivas¹⁰

Un surfactante utilizado para prevenir o remover daños debe en lo general:

- Reducir la tensión superficial e interfacial.
- Prevenir la formación de emulsiones o romper las previamente formadas.
- Mojar de agua a la roca del yacimiento, considerando la salinidad y el pH del agua utilizada.
- No hinchar, encoger o dispersar a las arcillas de la formación.
- Mantener la actividad de superficie a las condiciones de yacimiento. Muchos de los surfactantes comerciales de los cuatro tipos parecen perder mucha de su actividad de superficie a concentraciones mayores a 50 000 ppm de sal. En estos casos conviene bombear adelante del tratamiento, un bache inicial de solvente o agua de una salinidad relativamente baja, (KCl al 1%), con surfactan-

te. El uso de un bache inicial con solvente también puede reducir la producción de agua inmediatamente después del tratamiento. Sin embargo, no debe emplearse un bache inicial de solvente en pozos productores de gas seco.

- Ser soluble en el fluido base de acarreo a la temperatura del yacimiento. Algunos surfactantes se dispersan satisfactoriamente en sus fluidos acarreadores.
- Ser compatibles con la salmuera o los fluidos de la formación. Algunos surfactantes aniónicos y catiónicos, pueden salir de la solución por elevadas concentraciones de sal, pero generalmente son más solubles que los surfactantes no-iónicos, a altas temperaturas.

El problema en la remoción de daño en formaciones de arenisca con surfactante, radica en que es difícil obtener un contacto íntimo del surfactante con los fluidos dañinos contenidos en los poros.

El bloqueo por agua o aceite es relativamente fácil de tratar, ya que es más bien un problema de incremento de la permeabilidad relativa a los hidrocarburos o disminución de la tensión interfacial.

Los bloqueos por emulsión pueden ser tratados; sin embargo, los tratamientos de estimulación con surfactante, tienden a interdigitarse o canalizarse a través de una emulsión muy viscosa. Si no se rompe la mayor parte de la emulsión, durante una estimulación con surfactante, generalmente la emulsión regresará directamente al área alrededor de la pared del pozo y restablecerá la condición de bloqueo. El fluido acarreador del surfactante y su carácter iónico a utilizar dependerán del tipo de emulsión a remover. Por ejemplo en el caso de una emulsión agua en aceite, se debe utilizar un fluido oleoso con un surfactante aniónico.

Si el problema de daño es mojamiento por aceite, éste puede ser resuelto mediante la inyección a la formación de un poderoso surfactante que moje de agua. Sin embargo, si el mojado de aceite de una arenisca es causado por surfactantes catiónicos, éstos son muy difíciles de remover. La mejor solución es evitar el contacto de la arenisca con surfactantes catiónicos.

Generalmente es difícil diagnosticar con seguridad el daño de un pozo. No obstante, suponiendo que el problema ha sido diagnosticado como susceptible de remediarse con un tratamiento matricial no reactivo con surfactante, la siguiente etapa es planear el trabajo para eliminar el daño existente, sin causar daño adicional. El programa de estimulación debe incluir medidas prácticas para proporcionar un fluido de aca-

reco limpio para el surfactante, incluyendo un sistema de mezclado y manejo apropiados.

Antes del tratamiento con surfactantes, puede ser necesario limpiar la tubería de producción, la pared del pozo y las perforaciones para eliminar óxidos, incrustaciones, parafinas, asfaltenos, arena, limo y otros materiales. Puede ser aconsejable redisparar para proporcionar la inyección del surfactante en todas las zonas.

III.6 FLUIDOS BASE

Los fluidos base utilizados en los tratamientos de estimulación no reactiva son oleosos, acuosos, alcoholes, solventes mutuos y soluciones micelares.

En los tratamientos de estimulación en que se utilizan fluidos oleosos como fluido acarreador del surfactante, generalmente se emplea aceite diesel, xileno, aromáticos pesados o kerosina con 2 o 3% en volumen de un surfactante miscible o dispersable en aceite.

Se puede utilizar aceite crudo limpio y filtrado, pero no debe contener materiales tales como inhibidores de corrosión, agentes deshidratantes y otros productos químicos extraños o sólidos en suspensión. Es difícil eliminar los sólidos suspendidos consistentes de material asfáltico, parafina o finos del aceite crudo.

Para los tratamientos de estimulación, usando agua como el fluido acarreador, se debe utilizar agua limpia con 2% de KCl o agua salada limpia, con 2 o 3% de un surfactante soluble o dispersable en agua.

La utilización de alcoholes, solventes mutuos o soluciones micelares, como fluidos base en la estimulación matricial no reactiva, han demostrado su efectividad, sobre todo en la remoción de bloqueos de agua, aceite o emulsión y depósitos orgánicos. En general los alcoholes o los solventes mutuos se utilizan al 10% mezclados con fluidos acuosos u oleosos, según esté indicado.

En lo general en la estimulación matricial no reactiva es recomendable el empleo de surfactantes a concentraciones del 2 al 5% en volumen, como anteriormente se ha indicado. Sin embargo en casos especiales es posible contemplar el uso de mayores concentraciones de surfactantes en el fluido base.

III.7 PLANEACION Y DISEÑO

La planeación y el diseño de una estimulación matricial no reactiva consiste, en lo general, de los siguientes pasos:

- 1) Evaluación del daño. Se procede tal como se indicó en la Sección II.8. En caso de que el daño determinado sea susceptible de removerse a través de una estimulación matricial no reactiva, se selecciona la solución de tratamiento. En el caso de no tener una identificación confiable del tipo de daño, la estimulación matricial no reactiva no deberá aplicarse.
- 2) Selección de la solución de tratamiento. Si la estimulación matricial está indicada, los fluidos de tratamiento y sus aditivos (surfactantes) deberán seleccionarse de acuerdo con los procedimientos de laboratorio y los conceptos previamente discutidos en la Sección III.5. La Tabla III.2 presenta una guía general para seleccionar el fluido de tratamiento.
- 3) Gasto y presión de inyección. Se obtienen según se comentó en la Sección III.1, a través de la prueba de inyectividad. En caso de que no se disponga de la misma, se pueden estimar según procedimiento indicado en la siguiente Sección III.7.1.
- 4) Volumen. La determinación del volumen de solución de tratamiento depende de la longitud del intervalo a tratar y de la penetración de la zona dañada. Se recomienda en lo general una penetración de 2 a 5 pies y asegurarse que el intervalo tratado no exceda de 50 pies. En caso de que se tenga un intervalo mayor a 50 pies deberán usarse técnicas de estimulación selectiva, haciendo la estimulación por etapas, separadas por bolas selladoras o agentes desviadores.
- 5) Incremento de productividad. De ser posible deberá estimarse el incremento de productividad esperado (ecuación II.30).
- 6) Programa de la estimulación. Este programa consiste en especificar todas las acciones que se tomarán, desde la planeación previa de la estimulación, antes, durante y después de la misma. En este programa deben incluirse los volúmenes, gastos, presiones, tiempos, tipos de fluidos y los antecedentes necesarios del pozo, incluyendo su estado mecánico.

Es importante observar que realizada la estimulación matricial no reactiva, el pozo debe cerrarse cuando menos 24 horas para permitir que el surfactante alcance las interfases y actúe según la respuesta esperada.

III.7.1 Ejemplo de cálculo

Considérese el pozo esquematizado en la Fig III.11, el cual presenta un daño severo y tiene el conjunto

de datos consignados adelante. Supóngase que dado el tipo de daño se ha decidido aplicar una estimulación matricial no reactiva para su remoción. Asimismo a través de pruebas de laboratorio se ha seleccionado el fluido de estimulación y sus aditivos.

En cualquier caso, para determinar la presión y el gasto máximo de inyección en régimen matricial, es recomendable llevar a cabo una prueba de inyectividad. Si por alguna circunstancia al hacer el diseño no se dispone de los resultados de esta prueba, se podrán estimar estos parámetros como se indica en los puntos del 1 al 3. Si los valores obtenidos a través de la aplicación de las fórmulas señaladas no son confiables, será necesario esperar los resultados de la prueba de admisión.

Datos:

Estado mecánico Fig III.11.

Daño: somero (penetración 2 pies, $kx/k = 0.1$)

Gf : Gradiente de fractura (psi/pie)	0.8
D : Profundidad cima del intervalo (pies)	9430.00
ρ_f : Densidad del fluido de tratamiento (g/cc)	1.07
kf : Permeabilidad de la formación (mD)	5.0
ϕ : Porosidad de la formación (fracción)	0.2
hf : Espesor del intervalo disparado neto (pies)	49.0
Pws : Presión de fondo estática (psi)	2560.0
μ_f : Viscosidad del fluido de tratamiento (cp) @ C.Y.	0.72
re : Radio de drené del pozo (pies)	1310.0
rw : Radio del agujero (pie)	0.396

Solución:

1. Cálculo de la presión de fractura, Pf (psi):

$$Pf = Gf \times D \quad \text{III.5}$$

$$Pf = 7544.0$$

2. Cálculo de la presión de inyección máxima en la superficie:

$$Ps \text{ máx.} < Pf - 0.433 \times D \times \rho_f \quad \text{III.6}$$

$$Ps \text{ máx.} < 3175 \text{ psi}$$

3. Cálculo del gasto de inyección máximo, qi máx. (BPM):

$$qi \text{ máx.} = \frac{4.917 \times 10^{-6} \times kf \times hd \times (Pf - Pws)}{\mu_f \times \ln(re/rw)} \quad \text{III.7}$$

$$qi \text{ máx.} = 1.034 \text{ BPM.}$$

4. Cálculo del volumen de fluido de estimulación, Vf (gal):

Daño somero: penetración recomendada 2 pies.
Daño profundo: penetración recomendada 5 pies.

$$Vf = 23.5 \times \phi \times hf \times (r^2_x - r^2_w) \quad \text{III.8}$$

$$Vf = 1286 \text{ gal}$$

5. Cálculo del tiempo de inyección, tf (min):

$$tf = \frac{0.023805 \times Vf}{qi \text{ máx}} \quad \text{III.9}$$

$$tf = 30 \text{ min.}$$

6. Cálculo del volumen de sobredesplazamiento, Vs (gal):

$$Vs = 0.1534 \text{ gal/pie} \times 9184 \text{ pie} + 1.430 \text{ gal/pie} \times 100 \text{ pie}$$

$$Vs = 1552 \text{ gal.}$$

7. Cálculo del incremento de productividad esperado al remover el daño:

$$J/J_o = \frac{\ln(re/rw)}{\ln(re/rx) + (kf/kx) \times \ln(rx/rw)} \quad \text{III.30}$$

$$\text{Incremento de productividad} = 3.0$$

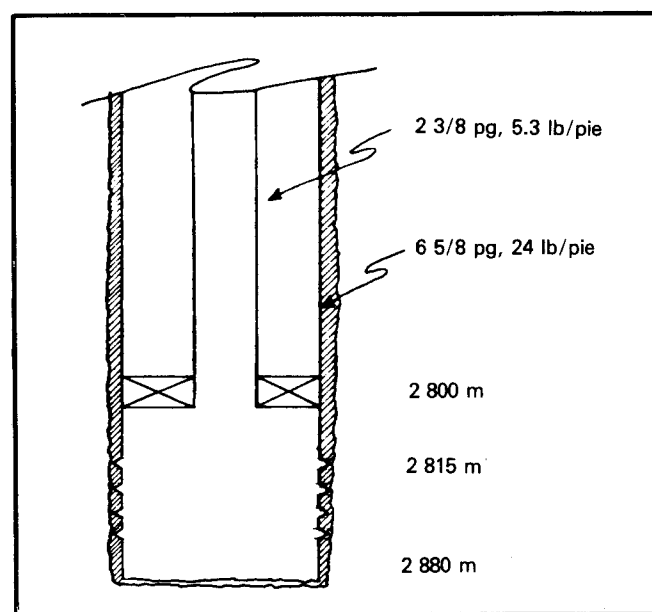


Figura III.11 Diagrama esquemático del estado mecánico del pozo ejemplo.

Tabla III.2 Guía general para seleccionar la estimulación matricial y el fluido de tratamiento para la remoción del daño.

E S T I M U L A C I O N M A T R I C I A L		
Tipo de daño	No reactiva	Reactiva
Arcillas y finos	Sólo en formaciones de temperatura > 300°F, con agentes quelantes y surfactantes dispersantes de finos	Indicada (en el capítulo IV se tratará)
Bloqueo por agua	Fluidos acuosos con o sin alcoholes o solventes mutuos y surfactantes bajotensores	Recomendable
Bloqueo por emulsión	Fluidos acuosos u oleosos, con o sin alcoholes o solventes mutuos y surfactantes desémulsificantes	No recomendable
Mojabilidad por aceite	Fluidos acuosos con surfactantes cambiadores de mojabilidad por agua. (Pueden inyectarse previamente solventes mutuos)	No recomendable
Películas interfaciales	Fluidos oleosos (solventes), con o sin alcoholes o solventes mutuos y surfactantes desémulsificantes.	No recomendable
Incrustaciones de sales	No indicada	Indicada
Depósitos orgánicos	Solventes aromáticos con surfactantes dispersantes y bajotensores y con o sin solventes mutuos	No recomendable
Pérdida de lodo	Fluidos acuosos y oleosos con surfactantes dispersantes de finos	Puede ser recomendable

IV. ESTIMULACION MATRICIAL REACTIVA (ACIDIFICACION MATRICIAL)

IV.1 INTRODUCCION

Como se mencionó en la Sección III.1, la estimulación matricial reactiva o ACIDIFICACION MATRICIAL, consiste en la inyección a la formación de soluciones químicas a gastos y presiones inferiores a la presión de ruptura de la roca. Estas soluciones reaccionan químicamente disolviendo materiales extraños a la formación y parte de la propia roca. El objetivo principal de esta técnica es remover el daño ocasionado en las perforaciones y en la vecindad del pozo y eliminar obstrucciones en el mismo. Adicionalmente, en formaciones de alta productividad la acidificación matricial no sólo se emplea para remover el daño, sino también para estimular la productividad natural del pozo. Esto se logra disolviendo parte de los sólidos de la roca, con el consecuente mejoramiento de la permeabilidad natural de la formación en la vecindad del pozo.

Como se demostró en la Sección II.4, en general con este tipo de estimulación se tienen resultados satisfactorios y aún sorprendentes, cuando la formación se encuentra dañada. En el caso de que no hubiese daño, sólo pequeños incrementos en la productividad del pozo podrán esperarse.

Así como en el caso de la estimulación matricial no reactiva, los surfactantes son los productos activos, en la estimulación matricial reactiva los ácidos constituyen el elemento básico.

IV.2 ACIDOS

Los ácidos son sustancias que se ionizan en iones hidrógeno y un anión, cuando están en solución en el agua. Los iones hidrógeno son los elementos activos que reaccionan con minerales disolviéndolos. Por ejemplo, el gas cloruro de hidrógeno, HCl, en agua se ioniza convirtiéndose en ácido clorhídrico. Si este

ácido se pone en contacto con otros minerales como los carbonatos, estos reaccionarán y se formarán otros compuestos; cloruro de calcio, agua y bióxido de carbono. Si los minerales son silícicos, el ácido fluorhídrico los disolverá. Los ácidos también son sustancias conocidas por su pH menor de 7. Entre más completa y rápida sea la disociación del compuesto en agua, en iones hidrógeno y su anión, mayor poder de disolución tendrá el ácido y este será un ácido fuerte. Por el contrario si se tiene una parcial y lenta ionización, el ácido será débil.

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

El estudio de la estequiometría, su equilibrio y la velocidad de reacción, permite el conocimiento de los mecanismos que proporcionan las acciones mutuas entre los átomos, moléculas y iones, así como las rupturas y formación de enlaces, que dan como resultado la transformación de determinados reactantes en nuevos productos. Este estudio será tratado posteriormente en la Sección IV.3.

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

Entre los ácidos más comúnmente utilizados en la estimulación de pozos están los inorgánicos: ácido clorhídrico y ácido fluorhídrico, y los orgánicos: ácido acético y fórmico. También se emplea la mezcla entre estos ácidos y de uso menos común, sólo para aplicaciones específicas, se utilizan otros ácidos como el sulfámico y el cloroacético.

Con excepción del ácido fluorhídrico, los demás se usan básicamente para estimular formaciones calcáreas. El fluorhídrico es el único que disuelve minerales silíceos. Existen otros sistemas ácidos de más reciente desarrollo que tratan de controlar los efectos indeseables del ácido fluorhídrico, tal como el sistema fluobórico (HBF₄),²⁰ bajo el cual el ácido fluorhídrico se produce lentamente al hidrolizarse el ácido fluobórico, teniendo menor generación de productos de reacción dañinos.

IV.2.1 Acido clorhídrico (HCl)

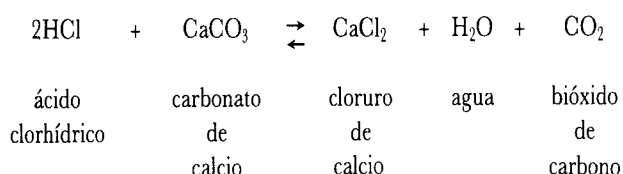
Este ácido es el más utilizado en la estimulación de pozos. El ácido clorhídrico es una solución del gas cloruro de hidrógeno en agua. Este gas se disocia en agua rápidamente y completamente hasta un límite del 43% en peso a condiciones estándar.

La característica de que el cloruro de hidrógeno se disocia en agua rápidamente, le da la condición de ácido fuerte. Su amplio uso es debido a esta propiedad ya que es el ácido que permite el mayor volumen de roca calcárea disuelta, dando como resultado productos de reacción solubles en agua. La principal desventaja del ácido clorhídrico es su alta corrosividad que puede ocasionar daño severo a las tuberías del pozo y al equipo de acero. Esta acción agresiva del ácido clorhídrico restringe su aplicabilidad a altas temperaturas, del orden de 300°F.

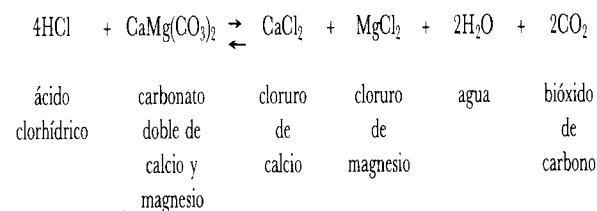
Comercialmente el ácido clorhídrico está disponible a concentraciones del orden del 32% en peso y se le conoce como ácido muriático.

El ácido clorhídrico reacciona con rocas calcáreas compuestas principalmente de minerales como la calcita y la dolomita. La estequiometría de las reacciones entre el ácido clorhídrico y estos minerales, son las siguientes:

Para caliza (mineral calcita):

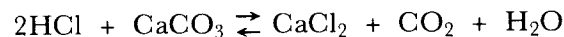


Para dolomía (mineral dolomita):



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

Desde el punto de vista teórico, con las ecuaciones anteriores se puede estimar la cantidad de roca disuelta por el ácido clorhídrico, en la forma siguiente:



Pesos moleculares:

H = 1.00797	Ca = 40.08	Ca = 40.08	C = 12.01115	H ₂ = 2(1.00797)
Cl = 35.453	C = 12.01115	Cl ₂ = (35.5)2	O ₂ = 2(15.9994)	O = 15.9994
	O ₃ = 3(15.999)			
2HCl = 2(36.5)	CaCO ₃ = 100	CaCl ₂ = 111	CO ₂ = 44	H ₂ O = 18
= 73				

Esto significa que 73 kg/mol-kg de ácido clorhídrico reaccionarán con 100 kg/mol-kg de carbonato de calcio, produciendo 111 kg/mol-kg de cloruro de calcio, 44 kg/mol-kg de bióxido de carbono y 18 kg/mol-kg de agua.

Si por ejemplo se deseara estimar la cantidad de caliza disuelta por 1 000 litros de solución de ácido clorhídrico al 15% en peso, se procederá en la forma siguiente:

V_{sa} : Volumen de la solución de ácido (l).

W_{sa} : Peso de la solución de ácido (kg).

W_a : Peso de cloruro de hidrógeno en la solución (kg).

γ_{sa} : Peso específico de la solución de ácido (kg/l).

Para este caso:

V_{sa} = 1000 lts. de HCL al 15%

γ_{sa} = 1.075 kg/l (de la tabla IV.1)

Por definición:

$$\gamma_{sa} = \frac{W (\text{HCl} + \text{H}_2\text{O})}{V (\text{HCl} + \text{H}_2\text{O})}$$

Por lo tanto:

$$W_{sa} = \gamma_{sa} \times V_{sa} = 1.075 V_{sa} = 1.075 \times 1000 = 1075 \text{ kg (HCl} + \text{H}_2\text{O)}$$

$$W_a = 0.15 W_{sa} \text{ kg (HCl} + \text{H}_2\text{O)}$$

$$W_a = 0.15 \times 1075 = 161.25 \text{ kg (HCl)}$$

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

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

En esta reacción 1 000 l de HCl al 15% disolverán 220.9 kg de CaCO₃, produciéndose:

$$\frac{73 \text{ kg (HCl)}}{111 \text{ kg (CaCl}_2)} = \frac{161.25 \text{ kg (HCl)}}{X \text{ kg (CaCl}_2)}; 245.2 \text{ kg (CaCl}_2)$$

$$\frac{73 \text{ kg (HCl)}}{44 \text{ kg (CO}_2)} = \frac{161.25 \text{ kg (HCl)}}{X \text{ kg (CO}_2)}; 97.2 \text{ kg (CO}_2)$$

$$\frac{73 \text{ kg (HCl)}}{18 \text{ kg (H}_2\text{O)}} = \frac{161.25 \text{ kg (HCl)}}{X \text{ kg (H}_2\text{O)}}; 39.8 \text{ kg (H}_2\text{O)}$$

Si el peso específico del CaCO₃ es de 2.83 kg/l, el volumen disuelto de CaCO₃ será:

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

En unidades de campo 1 000 gal de ácido clorhídrico al 15%, disolverán 1 843 lb de carbonato de calcio (10.9 pie³), produciendo 2 050 lb de cloruro de calcio, 40 gal de agua y 6 620 pie³ de bióxido de carbono.

En forma similar 1 000 gal de ácido clorhídrico al 15% reaccionarán con 1 700 lb de dolomía (9.5 pie³) dando como productos de reacción 1 040 lb de cloruro de calcio, 895 lb de cloruro de magnesio, 40 gal de agua y 6 620 pie³ de bióxido de carbono.

La Tabla IV.2 y Figs IV.1, IV.2, IV.3, IV.4, IV.5, IV.6 y IV.7 presentan las principales propiedades del ácido clorhídrico y sus productos de reacción.^{21,22}

En el campo, el ácido clorhídrico se recibe a una concentración del orden del 32% en peso de cloruro de hidrógeno. Este ácido es mantenido en tanques de almacenamiento hasta que se tenga la necesidad de utilizarse en un pozo. Para ello el ácido concentrado se diluye a la concentración deseada para la estimu-

Tabla IV.1 Densidad del HCl a diferentes concentraciones y 60°F

% HCl	Densidad	° Baumé	lb/gal
1.00	1.0048	0.7	8.377
2.00	1.0097	1.4	8.418
3.00	1.0147	2.1	8.460
4.00	1.0197	2.8	8.501
5.00	1.0248	3.5	8.544
6.00	1.0299	4.2	8.586
7.00	1.0350	4.9	8.629
8.00	1.0402	5.6	8.672
9.00	1.0447	6.2	8.710
10.00	1.0500	6.9	8.754
11.00	1.0550	7.6	8.796
12.00	1.0600	8.2	8.837
13.00	1.0646	8.8	8.876
14.00	1.0702	9.5	8.922
15.00	1.0749	10.1	8.962
16.00	1.0801	10.8	9.006
17.00	1.0849	11.4	9.045
18.00	1.0902	12.0	9.089
19.00	1.0952	12.6	9.132
20.00	1.1002	13.2	9.171
21.00	1.1057	13.9	9.218
22.00	1.1108	14.5	9.261
23.00	1.1159	15.1	9.303
24.00	1.1214	15.7	9.349
25.00	1.1261	16.3	9.385
26.00	1.1310	16.9	9.433
27.00	1.1368	17.5	9.478
28.00	1.1422	18.0	9.523
29.00	1.1471	18.6	9.563
30.00	1.1526	19.2	9.609
31.00	1.1577	19.8	9.663
32.00	1.1628	20.3	9.694
33.00	1.1680	20.9	9.738
34.00	1.1727	21.4	9.777
35.00	1.1779	21.9	9.820
36.00	1.1827	22.4	9.860
37.00	1.1880	22.9	9.924
38.00	1.1924	23.4	9.941
39.00	1.1963	23.8	9.974
40.00	1.2008	24.3	10.011
41.00	1.2053	24.7	10.049

$$^\circ \text{ Baumé} = 145 - \frac{145}{\text{Densidad}} \quad \text{Densidad} = \frac{145}{145 - ^\circ \text{ Baumé}}$$

lación. Para calcular la proporción que debe de mezclarse de HCl concentrado con agua, para dar la concentración requerida, se hace uso de la siguiente expresión:

$$VC\gamma = V'C'\gamma' \quad \text{IV.1}$$

en la cual:

- V : Volumen final de ácido diluído.
- C : Concentración deseada de ácido diluído (en peso).
- γ : Peso específico del ácido diluído.
- V' : Volumen requerido de ácido concentrado.
- C' : Concentración de ácido clorhídrico disponible (en peso).
- γ' : Peso específico del ácido concentrado.

Por ejemplo si se desean preparar 1 000 l de ácido clorhídrico al 28% y se tiene disponible ácido concentrado al 32%, se procede en la forma siguiente:

$$\begin{aligned} V &= 1\,000 \text{ l de HCl al } 28\% \\ C &= 0.28 \\ \gamma &= 1.1422 \text{ (de la Tabla IV.I)} \\ C' &= 0.32 \\ \gamma' &= 1.1628 \end{aligned}$$

$$V' = \frac{V C \gamma}{C' \gamma'}$$

sustituyendo:

$$V' = 859.5 \text{ l de HCl al } 32\%.$$

Tabla IV.1 Continuación

Corrección por temperatura para peso específico con hidrómetro

Corrección por peso específico	Peso específico del ácido, de 1.000 a 1.075 temperatura en °F	Peso específico del ácido, de 1.075 a 1.120 temperatura en °F	Peso específico del ácido, de 1.120 a 1.180 temperatura en °F	Peso específico del ácido, de 1.180 a 1.210 temperatura en °F
Restar .01		10	27	31
Restar .009	0	15	30	34
Restar .008	7	20	33	37
Restar .007	13	25	37	40
Restar .006	20	30	40	43
Restar .005	27	35	43	46
Restar .004	33	40	47	49
Restar .003	40	45	50	51
Restar .002	47	50	53	54
Restar .001	53	55	57	57
0	60	60	60	60
Sumar .001	67	65	63	63
Sumar .002	73	70	67	66
Sumar .003	80	75	70	69
Sumar .004	87	80	73	71
Sumar .005	93	85	77	74
Sumar .006	100	90	80	77
Sumar .007	107	95	83	80
Sumar .008	113	100	87	83
Sumar .009	120	105	90	86
Sumar .010		110	93	89
Sumar .011		115	97	91
Sumar .012		120	100	94
Sumar .013			103	97
Sumar .014			107	100
Sumar .015			110	103
Sumar .016			113	106
Sumar .017			117	109
Sumar .018			120	111
Sumar .019				114
Sumar .020				117

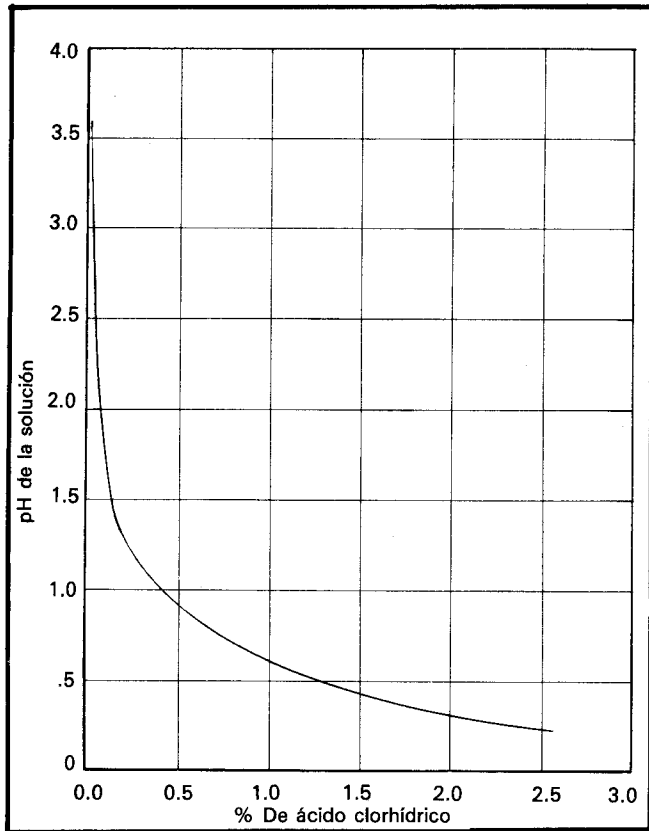


Figura IV.1 Concentración de ácido clorhídrico y su pH.

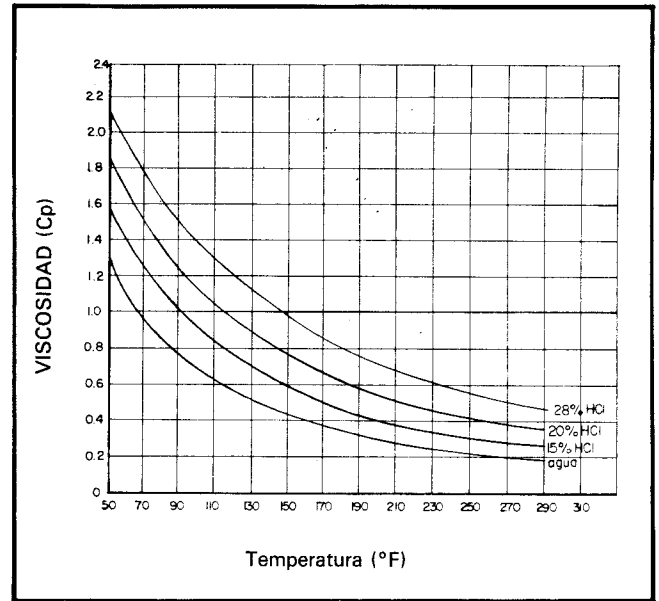


Figura IV.3 Viscosidad de soluciones de HCl contra temperatura.

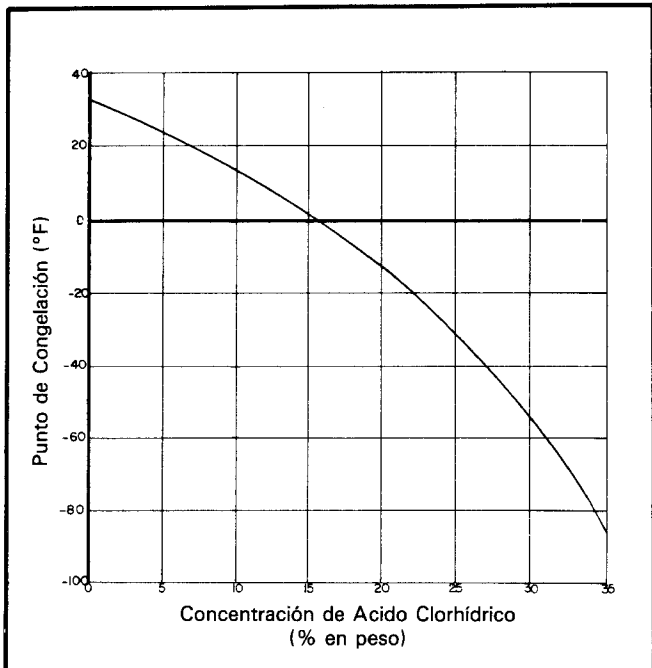


Figura IV.2 Punto de congelación de concentraciones de ácido clorhídrico (HCl).

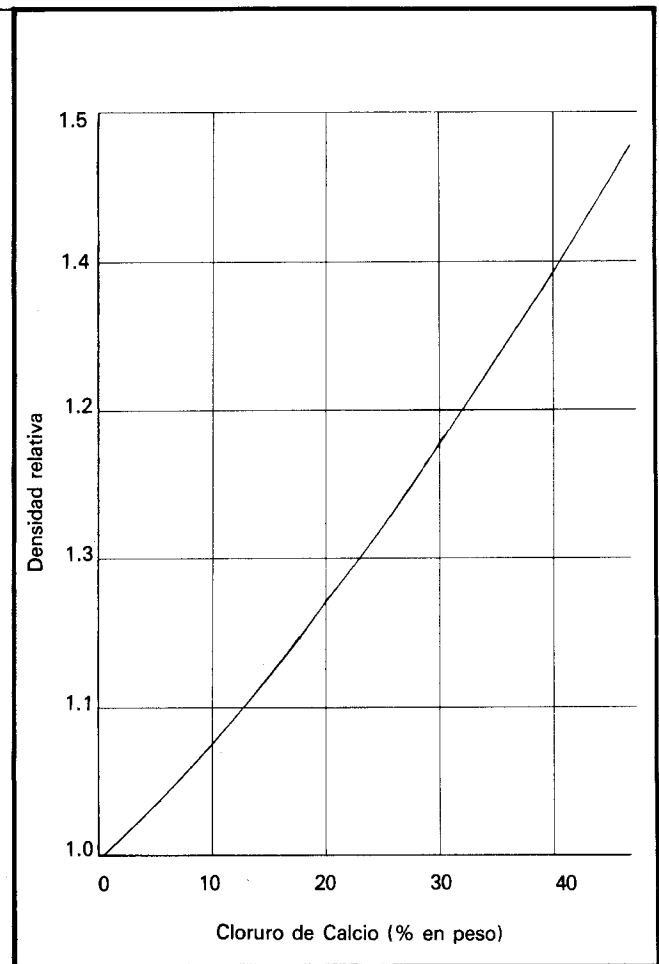


Figura IV.4 Solución de cloruro de calcio y su densidad.

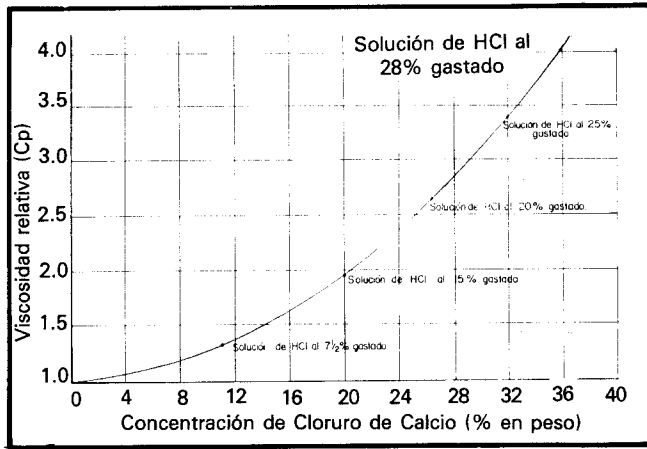


Figura IV.5 Viscosidad de solución de ácido gastado.

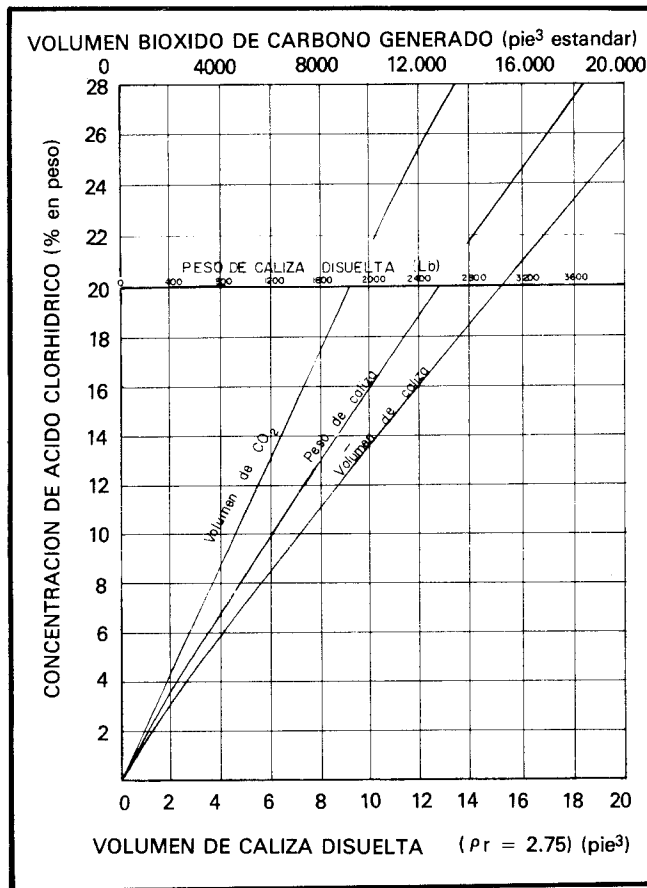


Figura IV.6 Cantidad de caliza disuelta por 1000 gal de HCl.

IV.2.2 Acido fluorhídrico (HF)

El ácido fluorhídrico es el único ácido que permite la disolución de minerales silíceos como las arcillas, los feldspatos, el cuarzo, etc., (ver Tabla II.2). A causa de la mayor área superficial de las arcillas, el HF reacciona preferentemente con estos minerales antes

que con los otros, como el cuarzo. Además de atacar estos compuestos de sílice, el ácido fluorhídrico también reacciona con los minerales calcáreos y con los iones positivos de la propia salmuera de la formación; en estos casos, los productos de reacción resultan en precipitados insolubles, lo cual deberá evitarse en todo lo posible. Estas reacciones del HF con los carbonatos hacen que este ácido sea de uso exclusivo en formaciones silíceas, con contenido de material calcáreo menor del 20%. Sus aplicaciones se restringen principalmente a la remoción de daños ocasionados por las arcillas.

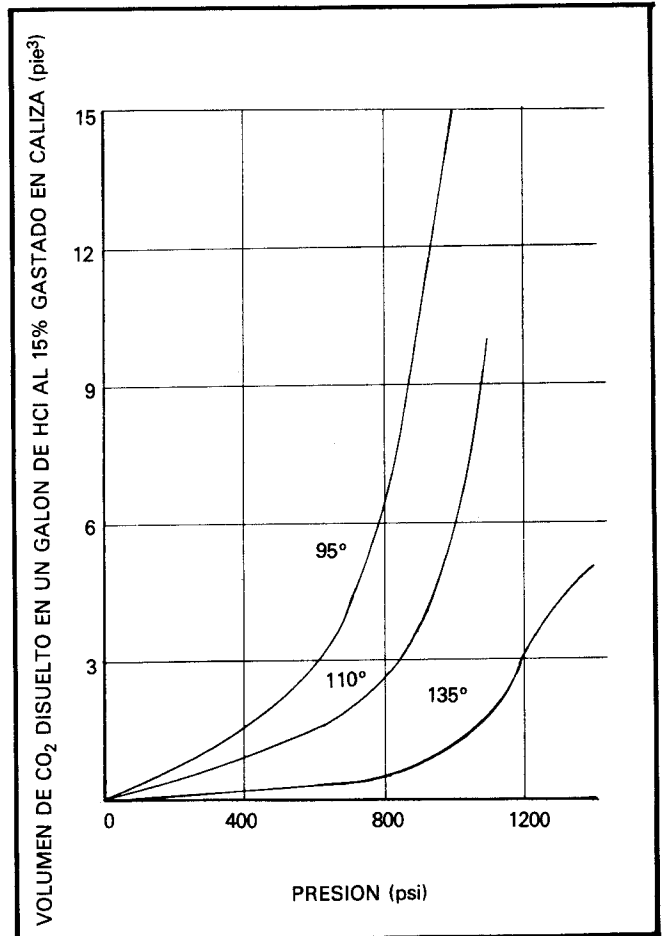
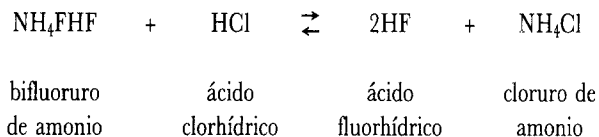


Figura IV.7 Solubilidad del bióxido de carbono con temperatura y presión.

En la industria química el ácido fluorhídrico está disponible comercialmente en soluciones acuosas del 40 al 70% de concentración en peso o como un material puro en forma anhidra. En la industria petrolera para la estimulación de pozos, el ácido fluorhídrico generalmente se utiliza en solución con ácido clorhídrico. Puede prepararse de la dilución de soluciones concentradas de fluoruro de hidrógeno y más

comúnmente de la reacción del bifluoruro de amonio con el ácido clorhídrico:

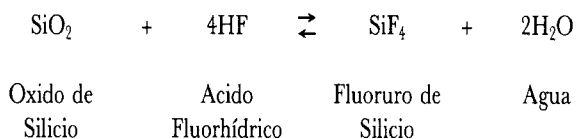


Un HCl al 15% reaccionando con suficiente bifluoruro de amonio para dar un 3% de HF, deja libre un 12% de HCl; asimismo si se genera 6% de HF, se deja libre un 9% de HCl. En lo general se utilizan mezclas de HCl-HF a concentraciones de HF no mayores del 3%. En formaciones de alta temperatura, el ácido fluorhídrico puede utilizarse mezclado con ácidos orgánicos.

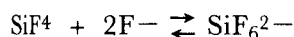
La acción corrosiva de las mezclas de HF-HCl son comparables con las del HCl, por lo que inhibidores de corrosión similares deben utilizarse.

Las reacciones de la mezcla HF-HCl con los compuestos aluminosilicatos (Tabla II.2), se realizan independientemente del HCl; sin embargo, cuando se mezcla con el HCl, el HF se disocia parcial y lentamente, actuando como ácido débil, además de que el HCl en la mezcla permite prevenir precipitaciones secundarias. Esto debido a que al no reaccionar con los aluminosilicatos, no se gasta y por tanto mantiene la solución en un bajo pH.

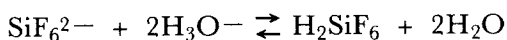
La reacción química del ácido fluorhídrico con el cuarzo (sílice puro), se expresa en la forma siguiente:



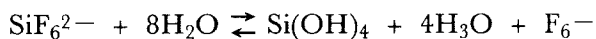
El fluoruro de silicio es un gas disuelto en el agua a presiones de pozo; en estas condiciones la mayor parte de este compuesto reacciona con iones fluor para formar aniones hexafluoruro de silicio:



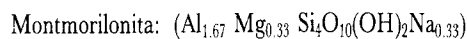
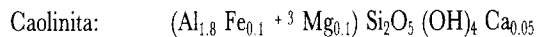
Al incrementar la concentración de sílice en el agua, parte del hexafluoruro de silicio se transforma originando el ácido fluosilícico, de acuerdo a la siguiente reacción:



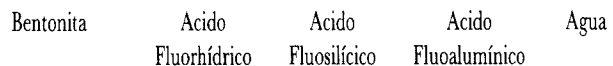
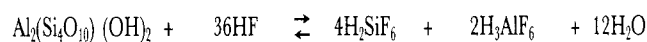
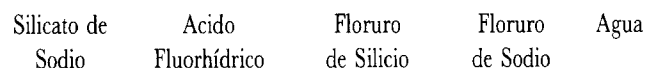
Otra parte se hidroliza dando lugar al ácido monosilícico:



Las reacciones del HF con otros silicatos, como las arcillas o los feldespatos, revisten mayor complejidad, aún con simplificaciones en su formulación. Por ejemplo se expresan empíricamente los siguientes silicatos con la fórmula:³

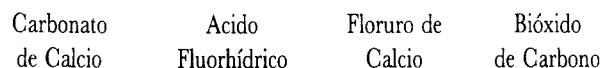
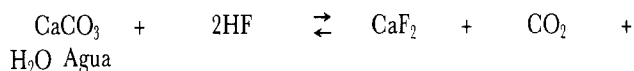


Las siguientes ecuaciones describen la estequiometría simplificada de la reacción del HF con algunos silicatos:



En las reacciones antes citadas 1 000 galones de ácido fluorhídrico al 3%, disolverán alrededor de 200 lb de sílice, 140 lb de bentonita o 500 lb de otras arcillas. La tabla IV.3,³ presenta el poder de disolución del HF en minerales silícicos.

Como se mencionó al inicio, la reacción entre el ácido fluorhídrico y los carbonatos o con la salmuera de la formación, produce precipitados insolubles que se quedarán en el medio poroso y actuarán obturando los espacios libres. Estas reacciones insolubles son:



El fluoruro de calcio es un precipitado de cristales muy finos y de baja solubilidad (Tabla IV.4).⁴

Esta reacción indeseable toma también lugar, aún sin la presencia de carbonatos, con los iones de la salmuera de la formación (Ca^{++} , Na^+ , K^+ , Mg^+ , etcétera), en este caso se produce la siguiente reacción:

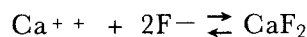


Tabla IV.2¹ Propiedades principales del ácido clorhídrico y productos de reacción *

	7½ % HCl	15% HCl	20% HCl	25% HCl	28% HCl
— Densidad del ácido en lb/pg	8.644	8.961	9.169	9.385	9.521
— Peso específico del ácido a 60°F	1.037	1.075	1.100	1.126	1.142
— Galones de agua en ácido	959.000	914.000	879.000	845.000	822.000
— Libras de gas HCl en ácido	648.000	1344.000	1834.000	2346.000	2666.000
— Lbs de CaCO ₃ disuelto (como calcita)	888.000	1843.000	2512.000	3213.000	3652.000
— Pie ³ de CaCO ₃ disuelto	5.250	10.900	14.900	19.000	21.600
— Lbs de dolomita disuelta	824.000	1700.000	2315.000	2960.000	3367.000
— Pie ³ de dolomita disuelta	4.600	9.500	12.930	16.560	18.800
— Lbs de CO ₂	391.000	811.000	1105.000	1414.000	1607.000
— Pie ³ de CO ₂ a presión y temperatura estándar	3190.000	6620.000	9015.000	11540.000	13115.000
— Lbs de H ₂ O formadas	160.000	331.000	452.000	579.000	657.000
— Galones de H ₂ O formados	19.200	39.700	54.200	69.500	78.800
— Galones aproximados de agua en el ácido gastado	1011.000	1020.000	1025.000	1032.000	1035.000
— Viscosidad del ácido gastado (agua = 1.0)	1.350	1.940	2.690	3.400	3.900
— Peso específico del ácido gastado	1.096	1.175	1.233	1.295	1.340
— Densidad del ácido gastado en lbs/gal	9.140	9.790	10.280	10.790	11.170
— Concentración del ácido gastado como cloruro de calcio	11%	20%	26%	32%	36%

* Basado en 1000 gal. de ácido

Tabla IV.3² Poder de solución del ácido fluorhídrico

Concentración		X $\left[\frac{\text{Volumen de roca disuelta}}{\text{Volumen de ácido reaccionado}} \right]$	
HF	HCl	Arcilla (Na ₄ SiO ₄)	Cuarzo (SiO ₂)
2.1	12.9	0.017	0.007
3.0	12.0	0.024	0.010
4.2	10.8	0.033	0.014
6.0	9.0	0.047	0.020

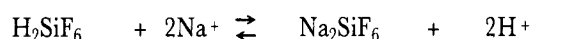
Tabla IV.4⁴ Productos de reacción del HF y su solubilidad

Producto	Solubilidad en agua a condiciones estándar (g/100 cm ³)
Acido ortosilícico : H ₄ SiO ₄	0.01500
Fluoruro de calcio : CaF ₂	0.00160
Fluosilicato de sodio : Na ₂ SiF ₆	0.65000
Fluoaluminato de sodio : Na ₃ AlF ₆	Ligeramente soluble
Fluosilicato de potasio : K ₂ SiF ₆	0.12000
Fluosilicato de amonio : (NH ₄) ₂ SiF ₆	18.60000
Fluosilicato de calcio : CaSiF ₆	Ligeramente soluble
Fluoruro de aluminio : AlF ₃	0.55900
Hidróxido de aluminio : Al(OH) ₃	Insoluble
Sulfuro ferroso : FeS	0.00062

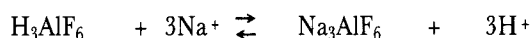
Este precipitado es de tipo amorfo gelatinoso.

Para evitar el contacto del ácido fluorhídrico con material calcáreo o salmuera de la formación, se debe inyectar previamente un volumen de HCl que disuelva los carbonatos y desplace la salmuera de la zona en que entrará el HF para reaccionar con los minerales de sílice de la roca.

Adicionalmente, los ácidos fluosilícico y fluoalumínico, productos de reacción del HF con los silicatos, reaccionan con iones positivos de la salmuera. Los productos de reacción por su baja solubilidad se precipitan tan pronto su concentración sea superior al límite de su solubilidad. Las reacciones son:



Acido Sodio Fluosilicato Hidrógeno
Fluosilícico de Sodio



Acido Sodio Fluoaluminato Hidrógeno
Fluoalumínico de Sodio

La Tabla IV.4, presenta los productos de reacción más comunes que se generan en las reacciones del HF con diferentes minerales y la baja solubilidad que presentan estos productos. La cantidad de precipitación debe siempre limitarse lo más posible. Por ello conviene en lo general no usar concentraciones altas de HF y por el contrario se ha demostrado la convenien-

cia de utilizar concentraciones de HF menores al 3% en peso. Mcleod,²³ presentó una guía para utilizar el HF, dependiendo de las características y contenido de minerales de la arenisca. La Tabla IV.5 presenta estas recomendaciones.

En general el uso del ácido fluorhídrico conlleva a serios inconvenientes, los cuales se pueden concretar en los siguientes:

- Como se observa la reacción del HF origina productos que en lo general son de baja solubilidad y en algunos casos su precipitación es inevitable. Dada esta situación siempre será conveniente limitar la cantidad de precipitados y tratar de que estos queden lo más alejados de la zona crítica de flujo, la vecindad del pozo.
- Dada la gran relación área mojada por el ácido a su volumen, específicamente en las arcillas (ver Tabla IV.6), se tiene un rápido gastado del ácido y en consecuencia una corta penetración (alrededor de 30 cm), especialmente a altas temperaturas.
- El HF disuelve gran parte de los minerales silíceos, principalmente aquellos que funcionan como material cementante, dejando sueltos gran cantidad de finos, los cuales son causa de una rápida declinación de la productividad del pozo después de la estimulación.
- El HF en general al disolver parte de la estructu-

Tabla IV.5 Guía general para la utilización de ácidos en areniscas

Condición	Recomendación
Para cualquier permeabilidad Solubilidad al HCl > 20%	No utilizar HF
Para alta permeabilidad (> 100 mD):	
– Alto contenido de cuarzo (80%), bajo contenido de arcilla, (< 5%)	12.0% HCl-3.0% HF (1)
– Alto contenido de feldespato (> 20%)	13.5% HCl-1.5% HF (1)
– Alto contenido de arcillas (> 10%)	6.5% HCl-1.0% HF (2)
– Alto contenido de clorita	3.0% HCl-0.5% HF (2)
Para baja permeabilidad (< 10 mD)	
– Bajo contenido de arcilla (> 5%)	6.0% HCl-1.5% HF (3)
– Alto contenido de clorita	3.0% HCl-0.5% HF (4)

- Prelavado con HCl al 15.0%
- Prelavado con HCl al 5.0% y agente secuestrante
- Prelavado con HCl al 7.5% o acético al 10%
- Prelavado con acético al 5%

ra sólida de la roca, la debilita, creándose un problema crítico si se utiliza un exceso de ácido, pues se puede propiciar el colapso de la formación en la vecindad del pozo.

Con la finalidad de evitar algunos de los inconvenientes del uso del HF, se han desarrollado procedimientos que permiten controlar la generación del HF.

Entre éstos se citan a continuación los más importantes.

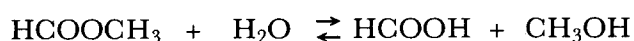
Tabla IV.6 Superficie específica de minerales

Minerales	Superficie específica
Arena OKLA.1	183 cm ² /g
Harina de sílice	3,770 cm ² /g
Feldespatos	29 m ² /g
Caolinita	15-30 m ² /g
Illita	113 m ² /g
Smectita	82 m ² /g

IV.2.3 SGMA (Self Generating Mud Acid)²⁴

La Shell Development Co., desarrolló este sistema con la finalidad de tener penetraciones de ácido mayores que las obtenidas en el sistema convencional. En este proceso el HF se genera por reacción química en el yacimiento. Consiste en la hidrólisis de ésteres orgánicos en los correspondientes ácidos carboxílicos, seguida por la reacción de estos ácidos con fluoruro de amonio para dar el ácido fluorhídrico. Como la hidrólisis se activa con la temperatura, se tiene una reacción lenta que genera progresivamente el HF, con lo que se puede esperar una mayor penetración del HF vivo. Dependiendo de la temperatura de fondo, diferentes ésteres orgánicos son usados:

Para 130°F < T < 180°F



Formato de Metilo	Agua	Acido Fórmico	Alcohol Metílico
-------------------	------	---------------	------------------



Acido Fórmico	Floruro de Amonio	Ión Amonio	Ión Formato	Acido Fluorhídrico
---------------	-------------------	------------	-------------	--------------------

Para 180°F < T < 215°F, se utiliza una sal de amonio del ácido monocloroacético.

Para 140°F < T < 280°F, se emplea el acetato metílico.

IV.2.4 SHF (Sequential HF Process)²⁵

Halliburton desarrolló un sistema similar al SMGA, con el mismo objetivo. El proceso utiliza las mismas propiedades de intercambio iónico de las arcillas para generar HF en la misma partícula del mineral.

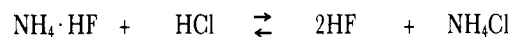
Una solución de ácido clorhídrico se inyecta a la formación, la cual al ponerse en contacto con la arcilla, promueve el intercambio catiónico de los cationes naturales por los protones de hidrógeno (H⁺); de esta manera se convierte la arcilla en una partícula ácida. A continuación se inyecta una solución neutra o ligeramente básica conteniendo el ión fluor, combinándose éste con los protones previamente adsorbidos, generándose el ácido fluorhídrico, el cual reacciona rápidamente disolviendo la arcilla.

IV.2.5 Acido fluobórico^{3,26}

Este ácido fue introducido por Thomas y Crowe.²⁸ El proceso genera en forma continua y en cualquier tiempo y lugar sólo pequeñas cantidades de ácido fluorhídrico. De aquí el poder de disolución es comparable con los sistemas normales HF — HCl con la ventaja de no propiciar grandes cantidades de precipitados. También las soluciones de ácido fluobórico se usan como un prelavado antes de inyectar el sistema convencional evitando la desestabilización de los finos. Además, es asimismo usado al final de la estimulación convencional, la cual al remover el daño cercano a la pared del pozo, se facilita la penetración de la solución del ácido fluobórico.

El ácido fluobórico es especialmente recomendado para estimular areniscas que contienen minerales de potasio debido a que evita el daño por los precipitados de estos.

El sistema consiste en preparar una mezcla de ácido bórico (H₃BO₃) y ácido clorhídrico. La primera reacción que se lleva a cabo es la siguiente:



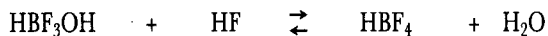
Bifloruro de Amonio	Acido Clorhídrico	Acido Fluorhídrico	Cloruro de Amonio
---------------------	-------------------	--------------------	-------------------

De esta reacción se obtiene ácido fluorhídrico, el cual reaccionará rápidamente con el ácido bórico de acuerdo a la siguiente ecuación:



Acido	Acido	Acido	Agua
Bórico	Fluorhídrico	Hidroxifluobórico	

Simultáneamente se produce una reacción lenta expresada en la forma siguiente:



Acido	Acido	Acido	Agua
Hidroxifluobórico	Fluorhídrico	Tetrafluobórico	

Esta reacción tiene un orden igual a la unidad, alcanzándose su equilibrio a temperatura ambiente después de 40 minutos. Estas condiciones de equilibrio significan que en cualquier tiempo y lugar exista únicamente entre 0.1 y 0.2% en peso de ácido fluorhídrico libre a temperatura ambiente y a 100°C, respectivamente.

La ventaja de este proceso es que proporciona una eficiente estabilización de los finos y las arcillas a través de las reacciones llevadas a cabo y desensibiliza el hinchamiento de las arcillas, requiriendo periodos de tiempo grandes para alcanzar la estabilización. Adicionalmente un tipo de fusión química de los finos parece tomar lugar en las superficies de sílice.

IV.2.6 Acido acético

Este ácido fue el primero de tipo orgánico empleado en la estimulación de pozos. Su característica principal es que es un ácido débil debido a que su ionización en agua es parcial y ocurre lentamente. Esto propicia que reaccione lentamente con los carbonatos y con el acero, por lo que es utilizado como ácido retardado y es indicado en la remoción de incrustaciones calcáreas y en la estimulación de calizas y dolomías, con alta temperatura. Es fácil y seguro de inhibir, por lo que es utilizado como fluido de limpieza o de terminación antes del disparo, caso en donde se tienen tiempos de exposición prolongados con las tuberías. Una adecuada protección puede tenerse hasta por 7 días a temperaturas de 175°F o 3 días a 250°F. Su baja reactividad lo hace imprescindible cuando se encuentran en el pozo accesorios con partes de aluminio o de cromo. También es empleado como agente secuestrante de fierro y como controlador de arcillas, dado que la condición de equilibrio de su reacción a presión no permite que se llegue a gastar totalmente, manteniéndose un pH entre 2 y 3

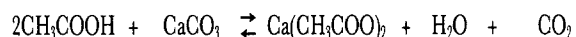
El ácido acético se presenta como ácido acuoso o como no acuoso (glacial). El ácido acético glacial es tanto soluble en agua como en aceite. Disuelto en fluido oleoso se usa para remover bloqueos de agua, en formaciones altamente sensitivas al agua y para alcanzar penetraciones profundas en la formación antes de gastarse. Este ácido no reacciona hasta que está en contacto con agua y se produce su ionización.

En las Tablas IV.7 y IV.8 se presentan algunas propiedades de estos ácidos:

El ácido acético se utiliza también mezclado con ácido clorhídrico o con fluorhídrico, en la estimulación de pozos de alta temperatura. Se emplea en lo general en soluciones al 10% en peso y equivale por su poder de disolución a un HCl al 6.1%, costando aproximadamente el doble de un HCl al 15%. A presiones mayores de 500 psi, el ácido quedará con una actividad del 40% y por tanto disolverá aún menor cantidad de roca. La Tabla IV.9 presenta el poder de disolución del ácido acético comparativamente con otros ácidos empleados para rocas calcáreas.

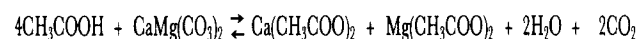
El ácido acético (CH₃COOH) reacciona con las rocas calcáreas de acuerdo con la siguiente estequiometría:

Para calcita:



Acético	Carbonato de Calcio	Acetato de Calcio	Agua	Bióxido de Carbono
---------	------------------------	----------------------	------	-----------------------

Para dolomita:



Acético	Carbonato doble de Magnesio y Calcio	Acetato de Calcio	Acetato de Magnesio	Agua	Bióxido de Carbono
---------	---	----------------------	------------------------	------	--------------------------

La baja solubilidad de los productos de reacción hacen que el ácido acético no deba emplearse a concentraciones mayores al 10%.

IV.2.7 Acido fórmico

Este ácido es también un ácido orgánico usado en la estimulación de pozos. Es más fuerte que el ácido acético, aunque apreciablemente más débil que el ácido clorhídrico; es un ácido intermedio entre el HCl y el acético, tanto por cuanto a su reacción como por

costo de disolución de carbonatos. Este ácido es menos fácil de inhibir que el ácido acético y puede usarse bien inhibido hasta temperaturas de 350°F. Se utiliza también solo o en combinación con el ácido clorhídrico o el fluorhídrico. Se emplea generalmente como ácido retardado y en concentraciones hasta del 10% en peso.

Su empleo principal es en la acidificación de rocas calcáreas en pozos de alta temperatura y a la concentración del 10% disuelve la misma cantidad de caliza que lo que disolvería una solución al 8% de ácido clorhídrico. Este ácido está disponible en forma líquida y sus principales propiedades se muestran en la tabla IV.10.

reacción son solubles en agua; sin embargo, a mayores concentraciones el formato de calcio es un precipitado gelatinoso.

IV.2.8 Acidos especiales

Existen otros tipos de ácidos, en general considerablemente más caros y que se utilizan en casos muy específicos. Entre estos están los ácidos en polvo sulfámico y cloroacético, que son sólidos fácilmente solubles en agua, con la ventaja de ser transportables como sólidos a localizaciones remotas. Asimismo se han llegado a utilizar para aplicaciones muy particulares el ácido cítrico y el ácido láctico, principalmen-

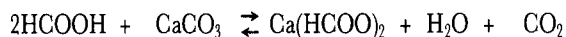
Tabla IV.7²⁴ Propiedades del ácido acético

Acético	Punto de congelamiento °F	Punto de inflamación °F	pH sol. del 1 al 8%	Densidad relativa	Observaciones
Acuoso	-3	90	2.4-2.8	1.02	Soluble en agua
No acuoso	62	104	2.4-2.8	1.049	Soluble en aceite

Tabla IV.8²⁴ Densidad relativa de soluciones de ácido acético acuoso.

Concentración (% en peso)	Densidad relativa
2	1.0012
3	1.0025
4	1.0040
5	1.0055
6	1.0069
7	1.0083
8	1.0097
9	1.0111
10	1.0125
11	1.0139
12	1.0154

La reacción del ácido fórmico con la calcita es la siguiente:



ácido fórmico	carbonato de calcio	formato de calcio	agua	bióxido de carbono
---------------	---------------------	-------------------	------	--------------------

Hasta concentraciones del 10% los productos de

te como agentes o aditivos para evitar la precipitación del hierro.

IV.3 CINETICA DE REACCION

La estimulación por acidificación consiste en la inyección a la formación de un fluido que reacciona químicamente con los minerales sólidos contenidos en la roca. Este tipo de reacción entre un fluido y un sólido se conoce como REACCION HETEROGENEA y se presenta cuando dos moléculas se ponen en contacto y tienen suficiente energía para vencer la barrera de activación.

Los mecanismos implicados en una reacción heterogénea pueden comprenderse estudiando:

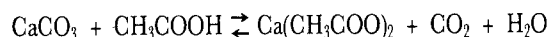
- i) la estequiometría de la reacción.
- ii) el equilibrio termodinámico de la reacción.
- iii) la velocidad de reacción.

i) La estequiometría describe el número de moléculas requeridas para disolver una cantidad de sólidos; es decir, la estequiometría concierne con la acción molecular entre los reactantes, para dar productos de reacción.

Conociendo la estequiometría, la cantidad disuel-

ta por un volumen de ácido puede calcularse fácilmente, proporcionando el poder de disolución del ácido. La estequiometría es determinada cuando el sólido y el líquido están bien definidos, como es el caso de las reacciones entre caliza o dolomía y ácido clorhídrico. Para minerales más complejos, como las mezclas de arcillas que forman varios productos en la reacción con ácido fluorhídrico, la estequiometría se basa en valores promedio que pueden utilizarse. En la Sección IV.2 se presentaron las principales ecuaciones estequiométricas entre ácidos y minerales, implicados en la estimulación reactiva.

nato de calcio y el ácido acético a condiciones de yacimiento:



el CO_2 forma un ácido débil con el agua y previene la completa disociación del ácido acético, el cual también es un ácido débil. En este caso el ácido se gasta sólo a un valor aproximado al 50% de su concentración inicial, valor que depende de las condiciones de presión y temperatura.³

Dado que la cantidad de sólidos disueltos por una

Tabla IV.9³ Poder de disolución de ácidos para carbonatos.

Roca	Acido	Volumen de roca disuelta			
		Volumen de ácido reaccionado			
		5%	10%	15%	30%
Caliza (2.71 g/cc)	HCl	0.026	0.053	0.082	0.175
	HCOOH	0.020	0.041	0.062	0.129
	CH ₃ COOH	0.016	0.031	0.047	0.096
Dolomía (2.87 g/cc)	HCl	0.023	0.046	0.071	0.157
	HCOOH	0.018	0.036	0.054	0.112
	CH ₃ COOH	0.014	0.027	0.041	0.083

Tabla IV.10²⁴ Propiedades del ácido fórmico

Acido	Punto de congelación	Punto de inflamación	Densidad relativa
Fórmico puro	25°F	148°F	1.185
Solución 9%	20°F		1.022

ii) El equilibrio de la reacción es de tipo termodinámico y se alcanza en lo general antes que el ácido haya reaccionado totalmente. La reacción entre un ácido y un mineral conlleva a la formación de otros productos y esto prosigue hasta alcanzarse un equilibrio, punto en el cual la reacción cesa. En realidad al equilibrio, la reacción es reversible; es decir, los productos de reacción se combinan para formar nuevamente moléculas de reactantes.

El equilibrio depende de las condiciones termodinámicas en que se realiza la reacción y por supuesto de los reactantes implicados. Esto es especialmente manifiesto en la reacción entre carbonatos y ácidos orgánicos. Por ejemplo en la reacción entre el carbo-

cierta cantidad de ácido está limitada en cada caso por las condiciones de equilibrio, el poder de disolución de los ácidos dado en la Sección IV.2 (Tablas IV.3 y IV.9), bajo condiciones de yacimiento, debe modificarse apropiadamente.

iii) Todas las reacciones en la estimulación de pozos entre ácidos y minerales contenidos en la formación, son cambios químicos que se producen con diferentes velocidades. Para controlar estas reacciones es necesario saber con qué rapidez ocurren, así como los factores que determinan esa velocidad. El estudio de las velocidades de reacción se llama cinética química y es de trascendental importancia debido a que establece el tiempo requerido para que el ácido vaya de una concentración inicial hasta una concentración final. Considerando este tiempo conjuntamente con la geometría dentro de la cual ocurre la reacción y las condiciones de equilibrio de la misma, es posible estimar la penetración que el ácido tiene en la formación.

La velocidad de reacción se define como la cantidad de moles de moléculas que reaccionan con respecto al tiempo. Para determinar la velocidad de reacción, es suficiente conocer cómo varía con el tiempo

la cantidad de una de las sustancias participantes en la reacción.

En la estimulación con ácido^{3,4} para que una reacción tenga lugar, es necesario que los iones hidrógeno del ácido alcancen y se pongan en contacto con las moléculas del mineral. Una vez en contacto, para que se produzca la reacción, es necesario vencer la llamada barrera de activación. En estas condiciones el fenómeno tiene dos extremos:

- a) La energía requerida para vencer la barrera de activación es muy baja y cada contacto de los iones hidrógenos y las moléculas de mineral resultan en una reacción. En este caso la velocidad total de reacción se dice que está limitada por la difusión molecular o transferencia de masa; es decir, la velocidad de reacción total está controlada por la rapidez con la cual los iones hidrógeno se difunden o se transfieren a la superficie del sólido.
- b) La energía necesaria para vencer la barrera de activación es muy elevada, caso en el cual sólo unos cuantos iones hidrógeno en contacto con el mineral reaccionan, por tanto la velocidad total de reacción se dice que está limitada por su superficie; esto es, la velocidad de reacción total está controlada o depende básicamente de la rapidez con que se llevan a cabo los cambios químicos entre los iones hidrógeno y los minerales sólidos.

En la estimulación reactiva de pozos, la velocidad de reacción está gobernada tanto por la rapidez con la que el ión hidrógeno es transportado a la superficie sólida, como la rapidez con la que se realiza la reacción, una vez que el ión hidrógeno alcanza las moléculas de mineral.

La rapidez con la cual el ión hidrógeno es transportado por la solución a la superficie sólida está determinada por los fenómenos de difusión y convección forzada; de tal manera que esta velocidad es gobernada por las condiciones hidrodinámicas en la cercanía de la superficie sólida. Por otra parte la rapidez de reacción en la superficie, una vez que el ión hidrógeno la alcanza, está caracterizada por las sustancias químicas implicadas y depende de la composición química del sólido y del ácido, de la concentración del ácido en la superficie y de la temperatura.

En reacciones heterogéneas la cinética limitada por la superficie está dada por:

$$V_s = KAC^m \quad \text{IV.2}$$

Donde:

- V_s : Velocidad de reacción en superficie (moles/seg)
 C : Concentración del reactante en fase líquida (moles/lit)
 K : Constante de velocidad de reacción (variable)
 A : Área del sólido (cm²)
 m : Orden de la reacción (adimensional)

La Ec IV.2 es válida cuando la concentración del fluido reactivo es uniforme; es decir, cuando la concentración en la interfase líquido-sólido es igual a la concentración en todo el volumen del líquido.

Las reacciones más simples son de orden uno, o sea $m = 1$. En este caso la velocidad de reacción en superficie puede expresarse como:

$$V_s = \frac{dC}{dt} = -KAC(t) \quad \text{IV.3}$$

Separando variables e integrando de una concentración inicial de ácido, C_0 , a una concentración final, C , se tiene:

$$\int_{C_0}^C \frac{dC}{C} = -KA \int_{t=0}^{t=t}$$

$$\text{Ln} \frac{C}{C_0} = -KA t$$

$$C = C_0 e^{-KA t} \quad \text{IV.4}$$

La Fig IV.8 muestra gráficamente esta ecuación. En lo general en toda reacción de primer orden el reactante líquido tiende a consumirse totalmente en tiempos muy grandes, dependiendo de las condiciones termodinámicas de equilibrio. En el caso del ácido clorhídrico y carbonatos, se acepta en lo general, para efectos prácticos, que la concentración final del ácido es del orden del 1 al 3 por ciento de su concentración inicial.

En general, las reacciones heterogéneas tienen un orden diferente a la unidad, indicando mecanismos de reacción más complejos.

En el caso de cinética limitada por difusión o transferencia de masa, la velocidad de reacción, V_d , está dada por la Ley de Nernst:

$$V_d = \frac{0.001 DAC}{\delta} \quad \text{IV.5}$$

Donde:

V_d: Velocidad de reacción limitada por difusión (moles/seg).

D : Constante de difusión del reactante (moles/l^t).

A : Area de sólido (cm²).

δ : Espesor de la capa límite donde la concentración del reactante varía de C a cero en la interfase (cm).

En la acidificación de formaciones, ambos fenómenos cinéticos deben considerarse, estableciéndose para cuantificación, un parámetro adimensional, P, definido por:⁴

$$P = \frac{V_d}{V_s} = \frac{0.001D}{K\delta c_{m-1}} \quad \text{IV.6}$$

En el caso en que $V_d \ll V_s$, $P \rightarrow 0$, y la cinética de reacción es caracterizada por difusión o transferencia de masa.

Si $V_d \gg V_s$, $P \rightarrow \infty$, y la cinética es caracterizada por reacción en superficie.

En rocas productoras de hidrocarburos se presenta un gran rango de reactividades entre ácidos y minerales; en general:⁴

- a) Para las calizas y ácido clorhídrico se presenta una cinética de reacción limitada por transferencia de masa ($P < 1$).
- b) Para dolomías y HCl, la cinética está limitada por reacción en superficie a baja temperatura. A temperaturas altas la cinética en estos casos cambia a ser limitada por difusión.
- c) Con ácido fluorhídrico la cinética para las rocas silíceas es casi siempre limitada por reacción en superficie.

En la estimulación reactiva el ácido es inyectado al medio poroso a un gasto, con una velocidad media. El efecto primario del flujo es disminuir el espesor de la capa límite y el parámetro cinético P se incrementa, consecuentemente en algunos casos, los sistemas controlados por difusión pueden llegar a ser controlados por la reacción en superficie. En cualquier caso los enunciados a), b) y c) son generalmente aceptados.

En la acidificación de areniscas, los estudios experimentales han demostrado que la cinética es limitada por reacción en superficie. Esto permite una reacción del ácido libre de inestabilidades produciéndose

un flujo y una acción uniforme en el medio poroso. Estos hechos hacen que se puedan establecer a nivel macroscópico modelos matemáticos que representen el proceso. Existen varios modelos como los presentados en las referencias 3 y 4, sin embargo todos ellos requieren del análisis de la composición y el conocimiento de la distribución de los minerales reactivos. Esta información no es prácticamente disponible, por lo que en este texto, en la Sección IV.7, se recomienda un procedimiento alternativo de diseño práctico y aceptable, basado en estudios experimentales.

Por lo que concierne a rocas calcáreas disueltas por ácidos, la cinética en lo general está limitada por transferencia de masa. Este fenómeno comprende tanto la difusión molecular por movimiento Browniano, como por convección forzada por el fluido fluyendo. En este caso se presentan grandes inestabilidades, por lo que, no obstante los muchos estudios experimentales, no se han obtenido resultados generales y consistentes, aun a nivel cualitativo. Esto aunado a lo fortuito del medio poroso, no ha dado lugar a un modelo descriptivo de tipo macroscópico. Actualmente se está investigando en este sentido a través de modelos estadísticos.⁴

Dado el carácter inestable del fenómeno se produce un crecimiento diferencial y más rápido de los poros más grandes, conduciendo a la generación de grandes y largos canales llamados "Agujeros de Gusano". En la Sección IV.7, se presenta la característica del fenómeno.

En la acidificación matricial, la formación de agujeros de gusano tiene grandes ventajas. El daño en la vecindad del pozo aún cuando no es removido, si es sobrepasado y la zona efectiva tratada llega a ser considerablemente mayor que en la acidificación de areniscas. Además, los problemas de desconsolidación de la zona vecina al pozo son menos severos que en el caso de la acidificación matricial de areniscas.

Por el contrario, en estimulaciones por fracturamiento con ácido en rocas calcáreas, el fenómeno tiene gran desventaja. Esto debido a que los agujeros de gusano son generados en la formación a partir de las caras de la fractura, como consecuencia de la pérdida de fluido. En estas condiciones el ácido se gasta creando los agujeros de gusano, reduciéndose la longitud de fractura conductiva, con el consiguiente deterioro en la respuesta del pozo a la estimulación.

Los fenómenos fortuitos de cinética de reacción en la estimulación reactiva, hacen que su estudio, aún cuando sea posible hacerlo teóricamente, se prefiera basarse en experimentación de laboratorio. En estos

estudios para medir la velocidad total de reacción entre un ácido y un mineral, se hace a través de la determinación:

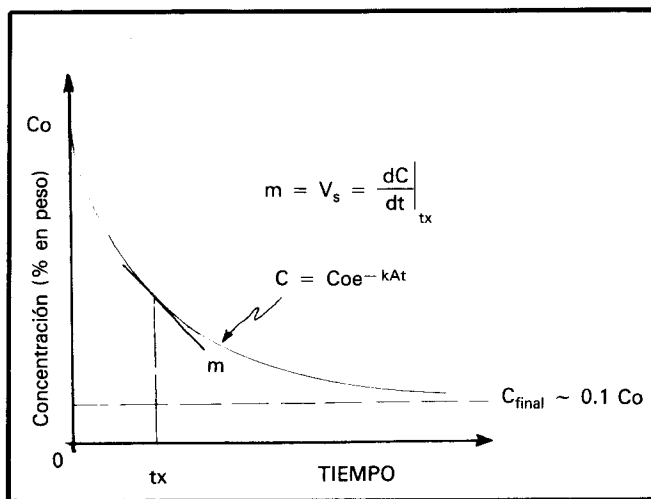


Figura IV.8 Variación de concentraciones de ácido con el tiempo.

- i) del cambio de la concentración del ácido con respecto al tiempo, es decir, evaluando: dC/dt .
- ii) del tiempo en que el ácido cambia de una concentración inicial C_o a una concentración final C . Este tiempo se denomina tiempo de reacción o tiempo de gastado.
- iii) de la cantidad de roca disuelta por unidad de área expuesta y por unidad de tiempo. Comúnmente en $lb/pie^2/seg$.

IV.3.1 Factores que afectan la velocidad de reacción

Se han realizado estudios experimentales con el objetivo de evaluar los diferentes parámetros que afectan o influyen en la velocidad de reacción del ácido con las rocas. Aún cuando la mayoría de estos estudios se han efectuado con ácido clorhídrico y rocas calcáreas, las conclusiones de los mismos, con cierta reserva, pueden extenderse a otros ácidos y minerales.

Entre los factores que se han identificado y que afectan la velocidad de reacción están:

Relación área/volumen.

Temperatura.

Tipo y concentración del ácido y productos de reacción.

Velocidad de flujo.

Composición de la roca.

Viscosidad.

Presión.

Relación área/volumen. Este factor es el que más afecta a la velocidad de reacción entre los ácidos y la roca. La relación entre el área mojada por el ácido al volumen de éste, varía en un rango muy amplio, siendo la velocidad de reacción directamente proporcional a esta relación. Es decir, entre mayor sea el área de superficie de la roca expuesta al ácido, éste se gastará más rápidamente. Considérense los ejemplos mostrados en la Fig IV.9.

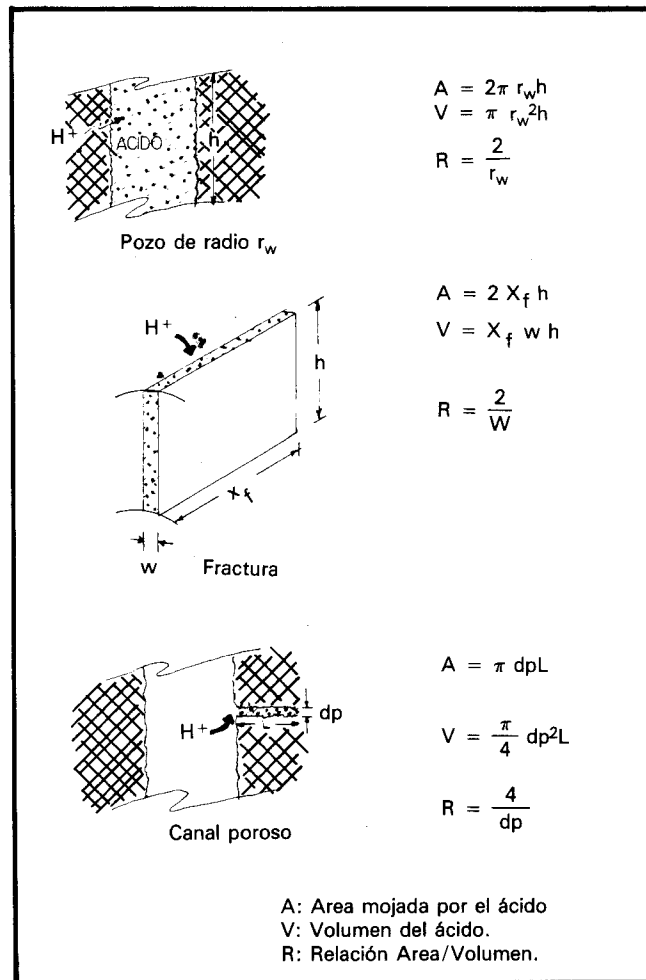


Figura IV.9 Cálculo de la relación área/volumen.

En el primer caso se tiene un pozo terminado en agujero abierto. Si en el intervalo de interés de espesor h , se coloca ácido, la relación área mojada por el ácido a su volumen, R , está dada por:

$$R = \frac{2}{r_w}$$

donde r_w es el radio del pozo. Si $r_w = 4 \text{ pg}$, $R = 0.5 \text{ pg}^{-1}$.

En segundo término considérese una canal de longitud X_f , altura h y amplitud w . Si se tiene ácido en el canal (fractura), la relación área a volumen, será:

$$R = \frac{2}{W}$$

Si $w = 0.1 \text{ p}$, se tiene: $R = 20 \text{ pg}^{-1}$.

Finalmente si se asume un canal poroso de diámetro dp y longitud L , conteniendo ácido, la relación área a volumen será:

$$R = \frac{4}{dp}$$

Si $dp = 0.001 \text{ pg}$, $R = 4\,000 \text{ pg}^{-1}$.

Como se observa, los valores en cada caso de R , son considerablemente diferentes, reflejándose estas diferencias en la sensibilidad de la formación al ataque del ácido.

En la Fig. IV.10 se presentan datos experimentales para diferentes relaciones área/volumen. Estos datos corresponden a la reacción del ácido clorhídrico con concentración inicial del 15% y una formación de caliza. La curva 1 corresponde al primer caso citado, la 2 al segundo y la 3 al tercero. Como se observa a niveles de relación área/volumen en una matriz de formación, el tiempo en que se gastaría el ácido es significativamente menor al tiempo en que se gastaría el ácido a otras relaciones área/volumen.

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

Temperatura. Cuando la temperatura se incrementa el ácido reaccionará más rápidamente con la roca. Esto se debe a dos efectos principales: a mayor temperatura los efectos de difusión son más acentuados y por lo tanto los iones hidrógeno tienen mayor movilidad y alcanzarán la superficie del sólido más rápidamente. Asimismo, a mayor temperatura la vis-

cosidad de la solución disminuirá facilitando por tanto el transporte de los iones hidrógeno hacia la superficie del sólido. La Fig IV.11 presenta datos experimentales de la reacción entre el ácido clorhídrico y la caliza.

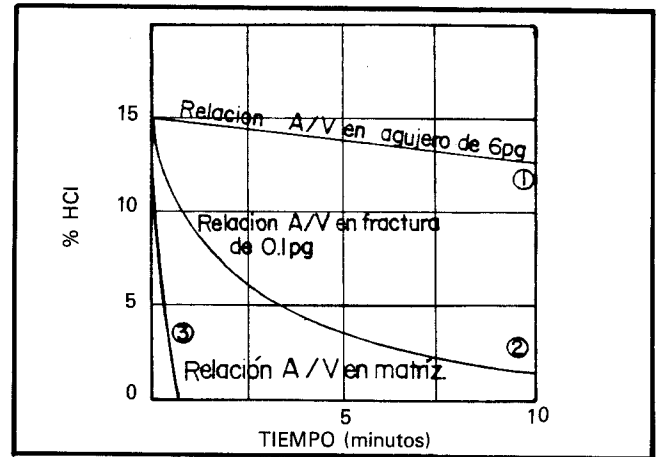


Figura IV.10 Efecto de la relación área/volumen en la reacción del HCl con caliza a 1,000 psi y 80°F (Halliburton).

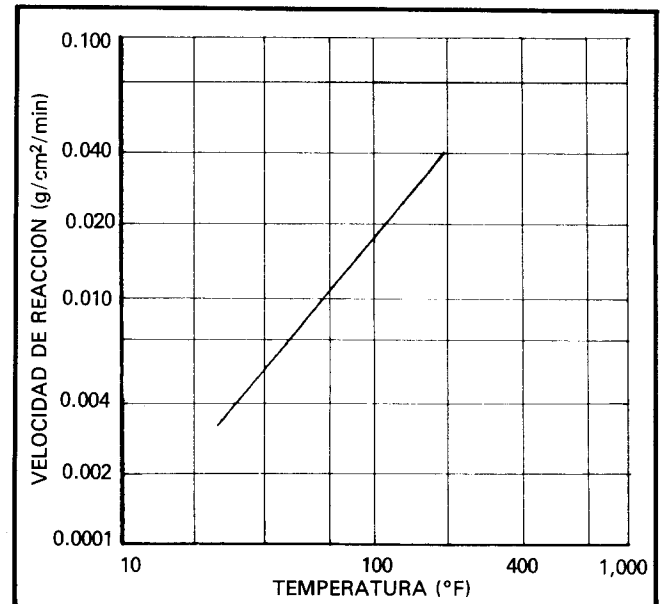


Figura IV.11 Efecto de la temperatura sobre la velocidad de reacción entre HCl-carbonatos (Dowell-Schlumberger).

Tipo y concentración de ácido. Como se mencionó anteriormente entre más completamente un ácido se ionice en iones hidrógeno y su anión, el ácido es más fuerte y tendrá mayor velocidad de reacción. Esto significa que a mayor concentración, mayor cantidad de iones H^+ podrán estar en contacto con la superficie sólida.

El ácido clorhídrico tiene una velocidad de reac-

ción mayor en las rocas calcáreas que los ácidos orgánicos; siendo de éstos el fórmico de mayor velocidad de reacción que el acético. Asimismo, el ácido fluorhídrico es más rápido en reaccionar que los ácidos orgánicos con las rocas calcáreas y es el único que reacciona con las silíceas.

Por otra parte la velocidad de reacción es directamente proporcional a la concentración del ácido, disminuyendo ésta a medida que existe mayor cantidad de productos de reacción, ya que éstos interactúan con el transporte de los iones hidrógeno y amortiguan la reacción.

Con respecto a velocidades de reacción, un ácido clorhídrico al 20% en una caliza tendrá un valor mayor que un ácido clorhídrico al 10% como se muestra en la Fig IV.12. Sin embargo, si se sigue la reacción del ácido clorhídrico al 20% a través de su ciclo de gastado, cuando éste ácido se haya gastado hasta un 10% de concentración, su velocidad de reacción será menor que la del ácido que inicia su ciclo de gastado con una concentración inicial del 10%. Esto es debido a que el ácido clorhídrico al 20% cuando alcanza el 10% contiene productos de reacción, los cuales interfieren la reacción disminuyendo su velocidad. Si se adiciona cloruro de calcio y bióxido de carbono a un ácido de cualquier concentración se retardará su reacción.

Esto paradójicamente hace que un ácido de mayor concentración, con velocidad de reacción inicial alta, tenga una acción retardada y en consecuencia un tiempo de gastado mayor que un ácido de menor velocidad de reacción inicial, para las mismas concentraciones. Esto también se muestra en la Fig IV.12.

Velocidad de flujo. El efecto de incrementar la velocidad de flujo generalmente aumenta la velocidad de reacción disminuyendo el tiempo en que el ácido se gasta. Esto es debido principalmente a que a mayores velocidades de flujo se removerán más rápidamente los productos de reacción de la superficie de la roca, incrementándose el número de contactos entre los iones hidrógeno y esta superficie, resultados experimentales se muestran en la Fig IV.13.

Sin embargo, si la velocidad es suficientemente alta, para un mismo tiempo una menor cantidad de iones hidrógeno tendrá oportunidad de estar en contacto con la superficie de la roca y la velocidad de reacción disminuirá, lográndose mayor tiempo de gastado y por tanto mayor penetración del ácido vivo.

Composición de la roca. La composición física y

química de la roca influencian la reacción del ácido. Por ejemplo, el ácido clorhídrico reacciona generalmente más lento en dolomías que en calizas, como se muestra en la Fig IV.14.

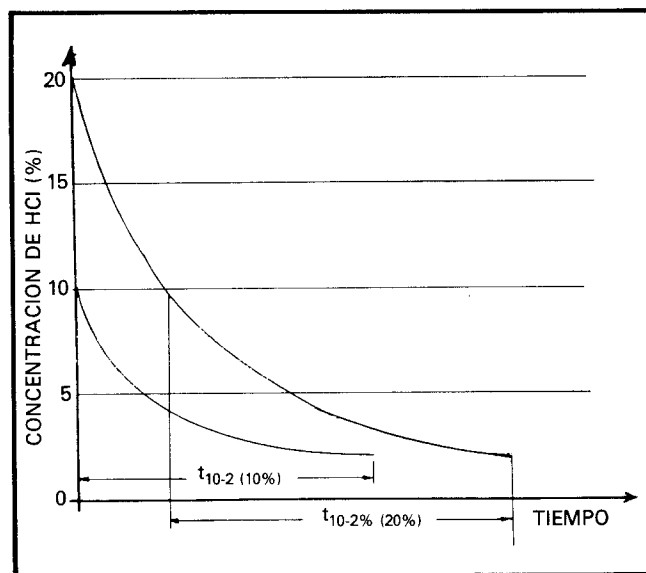


Figura IV.12 Efecto de la concentración de ácido.

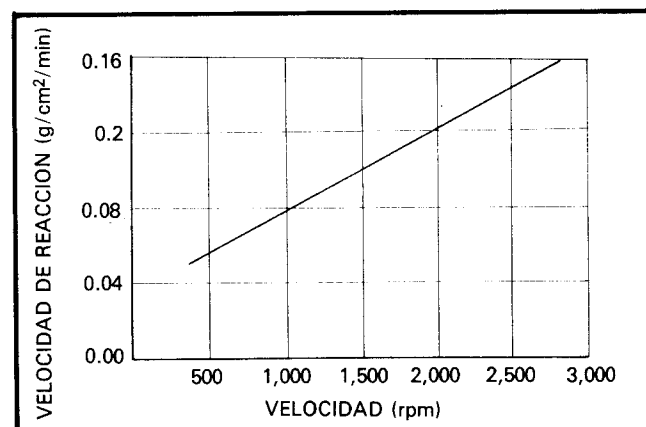


Figura IV.13 Efecto de la velocidad del fluido en la velocidad de reacción del HCl con CaCO_3 (Dowell-Schlumberger).

La mayoría de las formaciones contienen algunos materiales que son insolubles en determinados ácidos. Además, la distribución de estos materiales en contraste con los minerales solubles afectarán fuertemente la velocidad de reacción. Por ello dos formaciones de la misma permeabilidad, mineralogía y solubilidad al ácido, pueden responder en forma distinta a una acidificación.

Viscosidad. La viscosidad afecta el transporte de los iones hidrógeno hacia la interfase líquido-roca y

por lo tanto disminuye la velocidad de reacción. Este efecto se ve disminuido a mayor temperatura, por la disminución intrínseca de la viscosidad, como se aprecia en la Fig IV.15.

Presión. Este factor tiene poca influencia sobre la velocidad de reacción, sobre todo a presiones de tratamiento. Por ejemplo la Fig IV.16 muestra la reacción entre el ácido clorhídrico y la caliza a diferentes presiones. Como se observa, abajo de 750 psi la presión afecta la reacción del ácido. Esto es debido a que a baja presión parte del CO_2 sale de la solución. Sin embargo a presiones superiores a 750 psi dado que el CO_2 no escapa de la solución de ácido gastado, la presión tiene poco efecto en la velocidad de reacción.

IV.4 ADITIVOS

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

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

Algunos de los procedimientos de laboratorio para la selección del tipo y concentración de aditivos necesarios en un sistema ácido, para las condiciones específicas de cada pozo, son similares a aquellos recomendados por el American Petroleum Institute en su API-RP-42.¹¹

Los problemas más importantes que el ácido puede propiciar son:

- 1) Corrosión del acero del equipo de bombeo y del equipo subsuperficial y superficial del pozo.
- 2) Daño de la formación por emulsiones, lodos asfálticos, liberación y dispersión de finos, alteración de la mojabilidad de la formación, precipitaciones secundarias, etcétera.

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

Además de los aditivos requeridos para evitar los problemas de corrosión y daño, en ocasiones es ne-

cesaria la utilización de otros aditivos para adecuar el sistema ácido, a las condiciones del pozo y la formación. Por ejemplo, para reducir las pérdidas de presión por fricción, para desviar el flujo de fluido de estimulación de una zona a otra, etcétera.

La mayor parte de los aditivos son surfactantes, los cuales fueron ampliamente discutidos en el Capítulo III.

Los ácidos y sus aditivos en general son sustancias peligrosas de manejarse, por lo que es conveniente tener siempre a mano instructivos sobre su toxicidad y las instrucciones y recomendaciones sobre las precauciones en su manejo.^{27,28}

IV.4.1 Inhibidores de corrosión^{18,29}

Los inhibidores de corrosión son utilizados para retardar temporalmente el deterioro del metal causado por la acción de los ácidos. Los inhibidores son compuestos que se adsorben a las superficies metálicas formando una película que actúa como una barrera entre el ácido y esta superficie.

Los inhibidores de corrosión no suspenden la corrosión pero la disminuyen considerablemente.

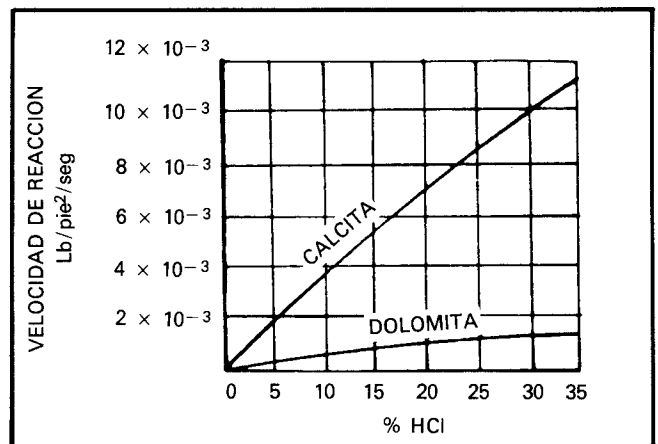


Figura IV.14 Efecto de la composición de la roca en la reacción con HCl para una fractura de 0.79 pg y 200°F (Halliburton).

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

- a) Tipo y concentración del inhibidor usado.
- b) Temperatura.
- c) Tiempo de contacto.
- d) Tipo y concentración de ácido.
- e) Tipo de metal.
- f) Relación volumen de ácido a área de metal expuesta.
- g) Presión.

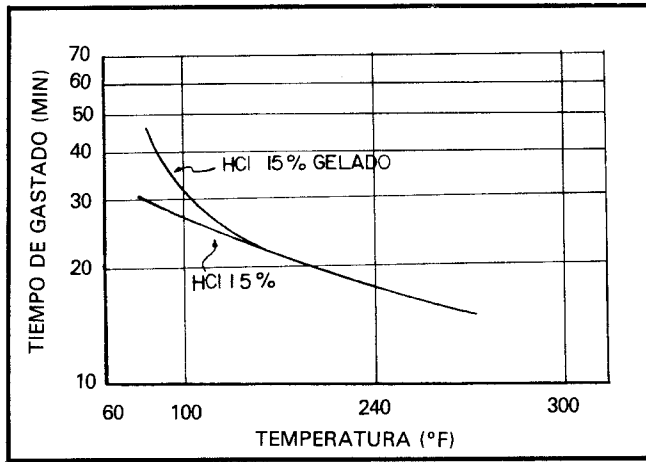


Figura IV.15 Efecto de la viscosidad en la reacción de HCl con caliza a 1 500 psi en fractura de 0.24 pg (Halliburton).

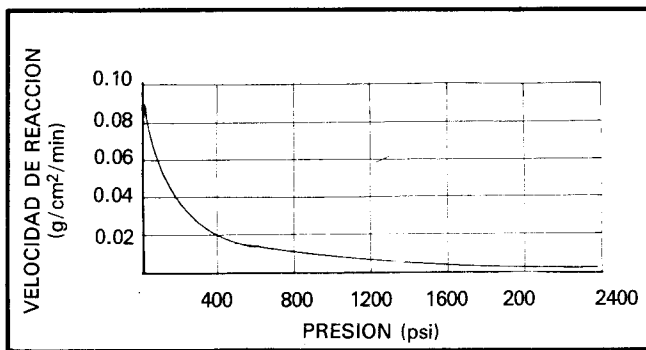


Figura IV.16 Efecto de la presión en la velocidad de reacción entre HCl-CaCO₃ (Dowell-Schlumberger).

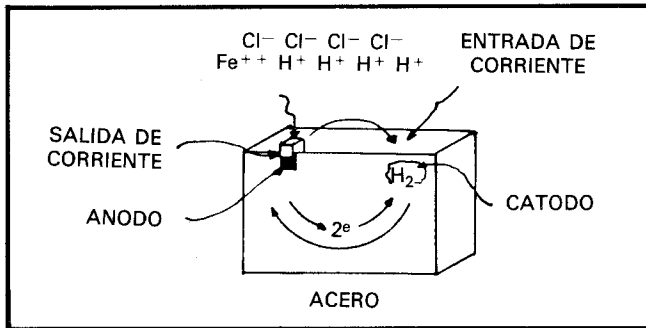


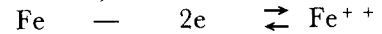
Figura IV.17 Corrosión electroquímica (Halliburton).

Las tuberías del pozo generalmente están constituidas de aleaciones, conteniendo hierro y carbono como compuestos principales de la aleación. El ataque del ácido sobre el metal se manifiesta en la forma siguiente: dada la tendencia característica del hierro metálico a donar electrones de su estructura para convertirse en hierro iónico, y a la correspondiente al ión H^+ del ácido a captar electrones, se establece que en

determinados sitios microscópicos de la superficie metálica (sitios anódicos), el hierro libera electrones dentro de la estructura cristalina del metal, desplazando otros electrones y estableciéndose un flujo de corriente hacia otro sitio microscópico del metal llamado cátodo. Simultáneamente en los sitios catódicos los hidrógenos iónicos capturan electrones para convertirse en hidrógenos monoatómicos. Estos a su vez se combinan para formar hidrógeno molecular gaseoso. En esta forma se produce hierro iónico que entra en solución e hidrógeno molecular. En la figura IV.17 se presenta un diagrama de estas reacciones, las cuales son:

Reacción anódica:

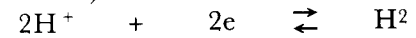
(oxidación)



Fierro metálico	electrones	Fierro iónico
-----------------	------------	---------------

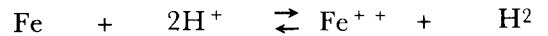
Reacción catódica:

(reducción)



hidrógeno iónico	electrones	hidrógeno molecular
------------------	------------	---------------------

Reacción total:



Fierro metálico	Hidrógeno iónico	Fierro iónico	Hidrógeno molecular
-----------------	------------------	---------------	---------------------

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

Adicionalmente al tipo de corrosión localizada, existe la fragilización del metal por hidrógeno. Esto ocurre debido a la formación de hidrógeno atómico y molecular en los sitios catódicos. Los átomos de hidró-

geno son muy pequeños y son capaces de penetrar el metal y alojarse en espacios vacíos intercrystalinos de los componentes metálicos. Cuando dos hidrógenos atómicos llegan a estar en contacto se combinan para formar hidrógeno molecular, lo cual puede ocurrir dentro de la estructura del acero. La molécula de hidrógeno (H_2) por su tamaño es difícil que salga de la estructura del acero, resultando en el desarrollo de presiones extremadamente altas dentro del espacio intergranular; lo cual puede causar la fragilización del acero. Este fenómeno es común en pozos productores de hidrocarburos con altos contenidos de ácido sulfhídrico (H_2S). Los aceros de más alta dureza son los más susceptibles a este tipo de corrosión.

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

Estos productos sólo disminuyen la corrosividad de los ácidos sobre los aceros, llevándola a límites tolerables, recomendados por el American Petroleum Institute (API) y la National Association of Corrosion Engineers (NACE). Estos límites tolerables corresponden a una pérdida de peso uniforme de un tipo de metal por unidad de área expuesta, para un tipo y concentración de ácido, una concentración de inhibidor y una temperatura y tiempo de exposición dados. Los valores más comunes aceptados son de 0.02 a 0.05 lb/pie², que corresponden a una pérdida de peso uniforme imperceptible; es decir, una pérdida de peso que no se encuentre localizada en algunos sitios anódicos, en caso contrario se presentan picaduras o concavidades más o menos profundas, conocidas como "pitting". Un buen inhibidor para ser aceptado debe tener los límites indicados de pérdida de peso y no prestar corrosión localizada, después de una prueba.

Existen dos tipos de productos químicos que se han utilizado como inhibidores de corrosión. Hasta la década de los 70 se utilizaron compuestos de arsénico, productos inorgánicos, muy efectivos y de bajo costo. Dada su toxicidad y problemática en los catalizadores de las refinerías se prohibió su empleo. Lo anterior condujo al desarrollo de productos orgánicos, compuestos surfactantes nitrogenados y acetilénicos

formulados con solventes. Estos inhibidores trabajan bajo el mecanismo de adsorción en la superficie metálica, interfiriendo el contacto del metal con el ácido. Estos productos son más costosos que los inorgánicos y son degradados a altas temperaturas, mayores de 200°F. Para mayores temperaturas se han desarrollado ciertos aditivos llamados intensificadores los cuales no pueden considerarse como inhibidores, tales como el yoduro de potasio, el yoduro de cobre y otros. La acción de estos productos es sinérgica con los inhibidores de corrosión orgánicos evitando su degradación a altas temperaturas.

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

- **Tipo de metal.** Generalmente entre más dureza tenga el metal es más difícil inhibir la acción corrosiva del ácido.
- **Temperatura.** A mayor temperatura es más difícil proteger la superficie metálica. Para temperaturas altas será necesario utilizar mayor cantidad de inhibidor y se tendrá menor protección, aún con el uso de intensificadores.
- **Tipo y concentración del ácido.** Entre más fuerte sea el ácido y mayor su concentración los inhibidores son menos efectivos.
- **Tiempo de contacto.** A medida que el tiempo de contacto entre el ácido y la superficie metálica es mayor, especialmente a temperaturas altas, la protección con inhibidor será más difícil.
- **Tipo y concentración de inhibidor.** La concentración del inhibidor no puede ser incrementada ilimitadamente, dado que dependiendo de las condiciones de presión y temperatura, el tipo de acero y el tipo y concentración del ácido, se llega a una concentración del inhibidor en donde, a mayor concentración del mismo no se tiene protección adicional y para algunos productos, ésta puede disminuir.
- **Efecto de otros aditivos.** Los inhibidores orgánicos son surfactantes, generalmente catiónicos, con grupos funcionales de naturaleza polar.

La presencia común de otros aditivos, también

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

Los factores antes mencionados deben tomarse en cuenta en experimentación de laboratorio para determinar y seleccionar los inhibidores más apropiados para una estimulación en particular.

IV.4.2 Agentes no-emulsificantes

La inyección del ácido a la formación promueve la mezcla de ácido vivo y/o gastado con el crudo, lo cual puede propiciar emulsiones estables de agua en aceite o aceite en agua que forman un bloqueo de la formación al flujo de hidrocarburos. Es por tanto importante prevenir estas emulsiones durante la estimulación y al recuperar el ácido gastado.

Para evitar este problema se usan surfactantes específicos llamados agentes no-emulsificantes que se solubilizan o dispersan en el ácido.

IV.4.3 Agentes antilodos asfálticos³⁰

Cuando el ácido es inyectado a la formación y se pone en contacto con algunos aceites de alto contenido de asfaltenos, estos se pueden precipitar, propiciando la formación de lodos asfálticos. Una vez precipitados los asfaltenos sólidos no son redisolubles en el aceite, acumulándose en la formación y reduciendo su permeabilidad. Para combatir la formación de lodo asfáltico se utilizan surfactantes, los cuales se adsorben en la interfase aceite-ácido evitando la precipitación de los asfaltenos.

IV.4.4 Agentes de suspensión

Cuando un ácido reacciona con la roca, disuelve parte del material, ya que las formaciones en lo general no son 100% puras. En estas condiciones muchos finos insolubles en ácido se liberan.

Cuando el ácido gastado se remueve de la formación, los finos liberados pueden depositarse y/o puentear los canales de flujo, reduciendo la permeabilidad de la formación. Es por tanto deseable asegurar la remoción de estos finos con el ácido gastado. Para lograr lo anterior se utilizan dos tipos de aditivos.

El primero son surfactantes que se adsorben en la superficie de los finos y los mantiene en suspensión por repulsión electrostática.

El otro aditivo disponible son polímeros que a nivel molecular crean un efecto de atrapamiento de los finos para así mantenerlos en suspensión.

IV.4.5 Agentes de mojabilidad

En general se ha demostrado que el aceite y el gas fluyen más fácilmente a través de formaciones mojadas por agua que aquellas mojadas por aceite. Por tanto, siempre que sea posible, es deseable dejar la formación mojada por agua. De aquí la importancia de considerar las propiedades de mojabilidad de los surfactantes que se adicionan al ácido. Si el sistema ácido deja mojada la roca de aceite, es necesaria la adición de surfactantes específicos que permitan alterar las propiedades de mojabilidad del sistema ácido.

IV.4.6 Agentes controladores de hierro

En muchos casos las tuberías del pozo tienen una delgada cubierta de compuestos de hierro, como óxidos o sulfuros; asimismo estos compuestos pueden estar presentes en la propia formación o ser llevados a ella por agua de inyección u otros fluidos, en pozos inyectoros. Al inyectar ácido, este disuelve los depósitos y minerales de hierro transformándolos en cloruros de hierro solubles en los productos de reacción mientras el ácido esté vivo. Al gastarse el ácido se precipitarán compuestos de hierro, que son insolubles y que se depositan en los canales de flujo restringiendo la permeabilidad. Para evitar esto, al ácido se le agregan secuestrantes o una mezcla sinérgica de agente secuestrante y controlador de pH.

IV.4.7 Agentes penetrantes

En formaciones poco permeables, principalmente de gas, es deseable que el ácido penetre y moje más fácilmente a la roca. Asimismo para evitar bloqueos de agua en la formación y para asegurar la remoción de los productos de reacción, se utilizan surfactantes que promueven una severa reducción de la tensión superficial del ácido; esto permitirá minimizar los efectos de las fuerzas retentivas y propiciarán un mayor contacto entre la roca y el ácido.

IV.4.8 Aditivos reductores de fricción³¹

En ocasiones es necesario bombear el ácido por tuberías de diámetro pequeño y gran longitud, lo que hace deseable reducir las altas pérdidas de presión por fricción que se tienen en estos casos.

Para ello se utilizan polímeros estables en ácido y compatibles con los otros aditivos, consiguiendo reducciones del orden del 65 al 85%.

IV.4.9 Otros aditivos

Agentes emulsificantes.³² En algunos tipos de estimulación matricial puede ser deseable el uso de sistemas ácidos emulsionados, sobre todo en formaciones calcáreas de alta permeabilidad. Estos sistemas de ácido retardado permiten penetraciones mayores dentro de la formación y para su empleo se utilizan agentes emulsificantes que son surfactantes que permiten la formación de emulsiones estables de ácido en una fase oleosa.

Agentes retardadores de reacción. Estos tipos de aditivos se utilizan para retardar la acción del HCl con las rocas calcáreas. Esto permitirá tener mayor penetración del ácido vivo dentro de la formación. Estos productos son surfactantes que se adsorben en la superficie de la roca, dejándola mojada por aceite, lo cual permite generar una película entre la roca y el ácido, que sirve de barrera a los iones hidrógeno con los carbonatos de la roca.

Agentes espumantes. Este tipo de aditivos permiten la formación de espumas estables de ácido y nitrógeno. Se emplean en sistemas de ácido espumado y pueden ser aplicados en formaciones calcáreas de alta permeabilidad como sistema de ácido retardado, con el objetivo de tener mayor penetración en la formación.

Solventes mutuos. Son productos que tienen apreciable solubilidad tanto en agua como en aceite, reducen la tensión interfacial y actúan como solventes para solubilizar aceite en agua y son capaces de remover materiales oleosos que mojan la superficie de los poros. Adicionalmente mejoran la acción de los surfactantes.

El uso principal de estos solventes mutuos es en la acidificación de las areniscas, aún cuando también han

sido utilizados con éxito en las estimulaciones de rocas calcáreas.

El solvente mutuo más utilizado es el Etilen Glicol Monobutil Eter (EGMBE), el cual ha demostrado su bondad en la acidificación de areniscas como parte del fluido final del tratamiento. También se han utilizado como solventes mutuos, el Butoxil Triglicol (BTG), el Dietilen Glicol Monobutil Eter (DEGM-BE) y un Glicol Eter modificado (MGE).

Alcoholes. Normalmente se utilizan el Metílico o el Isopropílico en concentraciones del 5 al 20% en volumen del ácido. El uso de alcoholes en ácido, acelera y mejora la limpieza del ácido gastado, siendo de gran utilidad en pozos de gas seco. También tienen propiedades de solventes mutuos y no se recomiendan a temperaturas mayores de 180°F, por la precipitación de cloruros orgánicos. En lo general pueden tener efectos negativos en la acción de los inhibidores de corrosión.

Agentes desviadores. Estos productos son sólidos que temporalmente taponan zonas de alta permeabilidad. Se emplean para permitir que el fluido pueda afectar uniformemente varias zonas de diferente permeabilidad de un intervalo productor. Como agentes desviadores se utilizan el ácido benzoico, partículas de cera, de sal, etcétera.

IV.5 SELECCION DE FLUIDOS EN LA ACIDIFICACION MATRICIAL

La selección de fluidos de tratamiento es el paso previo más importante en el diseño de una estimulación matricial reactiva. El proceso de selección es complejo, ya que depende de muchos factores, como son: el tipo de daño, las características de la formación y sus fluidos, las condiciones del pozo, la rentabilidad de la estimulación, etcétera.

El fluido seleccionado deberá eficientemente remover el daño e incrementar la permeabilidad natural de la formación, sin propiciar daños adicionales.

Independientemente de lograr la selección de uno o varios fluidos apropiados, la selección debe también basarse en la experiencia del área y en los análisis evaluatorios de los resultados que se hayan obtenido, que necesariamente involucrarán tanto los fluidos de la estimulación como las técnicas de aplicación.

IV.5.1 Factores a considerar en la selección de los fluidos de estimulación^{3,33}

Evaluación del daño

El primer factor básico a considerar es el conocimiento del tipo, magnitud y evaluación del daño por remover; discusión amplia al respecto se incluyó en el capítulo II, lo cual debe ser invariablemente considerado.

Sensibilidad de la formación

El éxito de una estimulación matricial reactiva, depende de una respuesta favorable de la formación al fluido de tratamiento. Esto implica que el fluido además de remover el daño, debe presentar compatibilidad con la roca de la formación y sus fluidos.

La sensibilidad de una formación a un fluido, debe considerar todos los efectos que puedan ocurrir cuando el fluido se pone en contacto con la roca. Por ejemplo, se puede presentar colapso por desconsolidación de la matriz, liberación de fierro, precipitados secundarios, etcétera. De esta manera una formación será sensitiva si la reacción entre minerales de la roca y un fluido dado induce a un daño en la formación. La sensibilidad depende de la reactividad de los minerales que componen la formación con el ácido considerado. A su vez esta reactividad dependerá de la estructura de la roca y la distribución de los minerales en la misma.

Mineralogía de la formación

Este factor es más importante en formaciones silíceas que en formaciones calcáreas. Estudios petrográficos incluyendo análisis por difracción de rayos X, observación al microscopio petrográfico y observación al microscopio electrónico y análisis químicos, permiten el conocimiento de la composición y constitución de la roca.

Por ejemplo, una arenisca tiene una estructura formada por partículas de cuarzo, feldspatos y otros minerales silíceos. Minerales precipitados secundarios en los espacios porosos constituyen materiales cementantes y partículas no cementadas ligadas a la superficie de los minerales de la estructura. La solubilidad de los minerales a un ácido, depende fuertemente de la posición de los mismos en la estructura de la roca. Estos estudios son útiles en entender la respuesta de una roca a fluidos de estimulación; permitirán definir si la solubilidad al HCl de una arenisca se debe a carbonatos cementantes o a óxidos, sulfuros o clorita. Una arenisca con una solubilidad al HCl mayor al 20%, no debe ser estimulada, con ácido fluorhídrico. Si la solubilidad es menor al 20%, la arenisca puede ser estimulada con ácido fluorhídrico, pero

un adecuado prelavado con ácido clorhídrico debe aplicarse.

En areniscas también el conocimiento del contenido, tipo, posición y distribución de las arcillas es muy importante puesto que esto determina la respuesta de la roca al tratamiento.

Por lo que respecta a las rocas calcáreas, es importante conocer si se tiene una caliza pura, parcial o totalmente dolomitizada, ya que fluidos de tratamiento son específicos en cada caso. Concentraciones mayores del 20% de HCl, no deben aplicarse en dolomitas debido a su potencial de precipitación secundaria (Tachyhydrite). En el caso de que la formación calcárea contenga grandes cantidades de material silíceo, la disolución de la roca resultará en la liberación de finos insolubles. Para esto será conveniente contemplar ácidos con agentes dispersantes y suspensores de finos y hasta ácidos gelados. Si del análisis mineralógico se detecta anhidrita (sulfato de calcio), el HCl la disolverá pero rápidamente se precipitará como yeso (sulfato de calcio hidratado); a causa de su baja solubilidad, en este caso deberán utilizarse agentes quelantes.

Petrofísica

El tipo y distribución de la porosidad y la permeabilidad de la formación, tienen una fuerte influencia en la extensión del daño y en la penetración del ácido.

Formaciones de alta permeabilidad pueden severamente dañarse por invasión de partículas sólidas o fluidos; en estos casos la profundidad del daño puede ser grande. Por el contrario en formaciones de baja permeabilidad, el daño probablemente se restrinja a la vecindad del pozo. Sin embargo y sobre todo en areniscas, la formación generalmente es más sensitiva a los fluidos extraños, por lo que los pequeños poros serán severamente dañados por pequeñas cantidades de fluidos o materiales extraños. En general las formaciones de baja permeabilidad son más sensibles a ser dañadas por precipitados, bloqueos de agua, bloqueos de emulsión, etcétera.

En rocas calcáreas principalmente, la presencia de fracturas o fisuras, permitirá el daño por partículas sólidas insolubles en HCl, por lo que el fluido de estimulación deberá contemplarse con aditivos suspensores de finos.

Temperatura y presión de la formación

Estos factores deberán también considerarse en la selección del fluido de estimulación.

La temperatura afectará notablemente la eficiencia de los inhibidores de corrosión y la velocidad de reacción de los ácidos.

A temperaturas mayores a 150°C, generalmente se preferirán ácidos orgánicos o mezclas de ácidos orgánicos e inorgánicos. Asimismo, los fluidos deberán diseñarse para disminuir la velocidad de reacción y así lograr tener mayor penetración del ácido vivo en la formación.

La presión del yacimiento influye decididamente en la remoción de la formación de los fluidos y productos de reacción. La presión del yacimiento debe exceder a la presión capilar. Para disminuir ésta presión y facilitar la limpieza de la formación deben utilizarse surfactantes bajotensores. Fluidos energizados con nitrógeno pueden también usarse para facilitar la limpieza.

Fluidos de la formación

Los fluidos de formación invariablemente deben considerarse en la selección de un fluido de tratamiento. En pozos de gas debe evitarse el uso de fluidos base aceite y siempre es preferible usar (sobre todo en rocas silíceas de baja k) los fluidos base agua con alcoholes.

En lo general, en yacimientos de aceite, los hidrocarburos y el agua de la formación deberán ser compatibles con los fluidos de estimulación.

Condiciones del pozo y del intervalo en explotación

El estado mecánico de los pozos, la profundidad del intervalo en explotación y las características del mismo, también deberán tomarse en cuenta, dado que el fluido deberá ajustarse a las limitaciones de presión, geometría, componentes metalúrgicos del pozo y entrada de los fluidos de estimulación a la formación.

IV.5.2 Metodología para la selección de fluidos de estimulación en acidificación matricial

En función de los siete factores antes citados, se deberá formular el fluido de estimulación y la técnica de tratamiento.

Como ya se indicó, la metodología de selección del fluido de tratamiento en estimulaciones matriciales reactivas y no reactivas, incluye en primera instan-

cia la evaluación del daño a la formación. Identificado el daño a remover, las Tablas III.2, IV.5 y IV.11 permiten dar una guía general para seleccionar los fluidos básicos. Guías más específicas dependen de la compañía de servicio y como ejemplo se puede recurrir a las Refs 4, 21 y 33. Esta selección tomará en cuenta la sensibilidad y la mineralogía de la roca, y la temperatura y permeabilidad de la formación.

Seleccionado el fluido base, deberá formularse un sistema con aditivos específicos para: a) evitar la corrosión del equipo, b) remover el daño a la formación, c) prevenir cualquier tipo de daño y d) adecuar el sistema a las condiciones del pozo y del intervalo a estimular.

La determinación del sistema de estimulación se fundamenta invariablemente en estudios de laboratorio, los cuales deben efectuarse en forma completa, cuando menos para un pozo representativo de una formación. Por extensión, los resultados de los análisis de núcleos, pueden considerarse para otros pozos de la misma formación. Sin embargo, los análisis de fluidos deben en lo general realizarse para cada pozo a estimular, previamente al tratamiento.

IV.6 ESTUDIOS DE LABORATORIO PARA EL DISEÑO DE UNA ESTIMULACION MATRICIAL

Un estudio completo de laboratorio requiere de núcleos de la formación por estimular, muestras de fluidos contenidos en la misma y/o muestras de material dañino (depósitos orgánicos e inorgánicos) y la información del pozo y del yacimiento.

Las diferentes pruebas a las que se someten las muestras, permiten obtener información necesaria y suficiente para diseñar y optimizar una estimulación matricial. A través de los estudios de laboratorio es posible identificar el daño, caracterizar la roca, analizar los fluidos de la formación y finalmente, seleccionar el fluido de estimulación óptimo, incluyendo los aditivos necesarios.

Varios análisis deben realizarse con las muestras disponibles para obtener la información necesaria que permita la selección del fluido y el diseño de la estimulación. Estos análisis son los siguientes:

Tabla IV.11 Guía general para seleccionar el fluido de estimulación matricial

Tipo de daño	Fluido de estimulación matricial recomendable
Bloqueo por agua	Pozos de gas: agua o ácido con alcoholes y surfactantes Pozos de aceite: agua o ácido y surfactantes Si $T > 250^{\circ}\text{F}$, ácido acético no acuoso y surfactantes
Bloqueo por emulsión	Fluidos acuosos u oleosos con o sin solventes mutuos y desemulsificantes
Incrustaciones de sales	<p>CaCO_3 si $T > 250^{\circ}\text{F}$, ácido acético o fórmico y surfactantes</p> <p>$T < 250^{\circ}\text{F}$, HCl y surfactantes</p> <p>CaSO_4 EDTA</p> <p>BaSO_4 EDTA</p> <p>SrSO_4 EDTA</p> <p>FeCO_3 HCl con agentes secuestrantes, reductor de pH y surfactantes</p> <p>FeS HCl con agentes secuestrantes, reductor de pH y surfactantes</p> <p>Fe_2O_3 HCl + EDTA</p> <p>NaCl H_2O o HCl del 1 al 3% y surfactantes</p> <p>$\text{Mg}(\text{OH})_2$ HCl y surfactantes</p> <p>$\text{Ca}(\text{OH})_2$ HCl y surfactantes</p> <p>Silice HCL-HF y surfactantes</p>
Depósitos orgánicos	Solventes aromáticos con o sin solventes mutuos y surfactantes
Mezclas de depósitos orgánicos e inorgánicos	Solventes dispersos en ácidos y surfactantes
Invasión de sólidos arcillas y finos	<p>En rocas silíceas</p> <p>Migración de finos</p> <p>– $T \leq 300^{\circ}\text{F}$: Acido fluobórico</p> <p>– $T < 300^{\circ}\text{F}$: Solución no ácida con estabilizadores y floculantes</p>

Tabla IV.11 Guía para seleccionar el fluido de estimulación matricial (continuación)

Tipo de daño	Fluido de estimulación matricial recomendable
Invasión de sólidos arcillas y finos	<p>En rocas silíceas</p> <p>Invasión de sólidos</p> <p>— $T \leq 300^{\circ}\text{F}$:</p> <p>* Solubilidad en $\text{HCl} \leq 20\%$: $\text{HCl} - \text{HF}$ con suspensores y en concentraciones según tabla IV.4, o ácido fluobórico. En pozos de gas incluir alcoholes.</p> <p>* Solubilidad en $\text{HCl} > 20\%$: HCl con agentes de suspensión y estabilizadores</p> <p>— $T > 300^{\circ}\text{F}$</p> <p>* Para $K \leq 250$ mD: Solución no ácida con estabilizadores</p> <p>* Para $K > 250$ mD: Solución no ácida con suspensores y dispersantes</p> <p>EN ROCAS CALCAREAS</p> <p>— $T \leq 300^{\circ}\text{F}$:</p> <p>En general HCl del 15 al 28% con aditivos necesarios</p> <p>En dolomía $\text{HCl} \leq 20\%$</p> <p>En pozos de gas HCl con alcohol</p> <p>Con alto contenido de Fe, HCl con ácido orgánico</p> <p>— $T > 300^{\circ}\text{F}$</p> <p>En general ácidos orgánicos con aditivos necesarios (para altas temperaturas acético, para bajas fórmico)</p>

IV.6.1 Análisis de núcleos

La disponibilidad de muestras de la formación permitirá realizar los siguientes estudios:

1. Análisis petrográficos
2. Análisis petrofísicos
3. Análisis químicos
4. Pruebas de flujo

1. Análisis petrográficos

El conocimiento de la petrografía de la roca es esencial para comprender la respuesta de la misma a diferentes fluidos. La interacción de la roca y un fluido depende de los minerales que reaccionan con el fluido y de la posición relativa de estos minerales en el camino que toma el fluido. Los análisis petrográficos son:

Análisis por difracción de rayos X. La difracción de los rayos X es usada para identificar en forma cua-

litativa y semicuantitativa los minerales cristalinos que componen la roca. La difracción de los rayos X está basada en la irradiación de una muestra; los rayos X son difractados dependiendo de las características de los componentes presentes. Midiendo los ángulos y la intensidad de la difracción de los rayos X, por comparación con espectros patrones, se determina el tipo y cantidad de los minerales cristalinos contenidos en la muestra. El procedimiento consiste en pulverizar la roca colocándola en un portamuestras especial. La muestra se bombardea con rayos X y la difracción se detecta en un registro continuo que proporciona un espectro, el cual es comparado con los espectros patrones.

Análisis al microscopio electrónico. A través de este análisis se obtiene la distribución morfológica de los minerales contenidos en la roca, así como el tamaño y morfología de los poros. Este microscopio también es utilizado para determinar el efecto que producen los fluidos de tratamiento en la formación.

El microscopio electrónico permite la amplificación de imágenes tridimensionales hasta de 80 000 veces su tamaño, pudiendo identificar partículas de diámetro hasta de 0.000005 mm. Adicionalmente es posible tomar fotografías de estas imágenes.

Conectado al microscopio electrónico se puede utilizar un equipo de análisis de rayos X con energía dispersiva, el cual permite tener información adicional sobre los elementos químicos bajo observación. La identificación de las arcillas y su acomodo es uno de los más importantes usos de este equipo. El microscopio electrónico utiliza una muestra de 1/4 de pulgada de diámetro, la cual se recubre con una capa fina de oro y se bombardea con electrones. La emisión de electrones es capaz de formar una imagen visual que se complementa con la emisión de rayos X para la identificación de los elementos que componen la muestra.

Análisis al microscopio petrográfico. La observación de una muestra en este microscopio determina el grado de homogeneidad de la misma. El análisis a través de una sección delgada, generalmente cortada perpendicularmente a los planos de estratificación, también es usado para cuantificar los minerales en la roca, localizar los poros y su morfología, definir el mineral cementante y las arcillas y su distribución. Para este análisis al microscopio petrográfico, una muestra de roca es impregnada con una resina llenando la porosidad interconectada. Una lámina delgada se corta y pule, la cual se observa usando luz polarizada. La luz polarizada es utilizada debido a que los minerales tienen propiedades individuales ópticas, lo cual permite la identificación de los mismos, así como su acomodo en los poros, a su vez identificados por la resina.

2. Análisis petrofísicos

Estos análisis consisten principalmente en la determinación de la porosidad y permeabilidad de la muestra.

Porosidad. La porosidad es la relación del volumen vacío al volumen total de la roca, por lo tanto es una medida de la cantidad de espacios ocupados por los fluidos en el yacimiento. La porosidad puede ser efectiva refiriéndose al volumen de los poros interconectados, y residual en lo concerniente al volumen de poros no comunicados.

Generalmente la porosidad determinada en un laboratorio es la porosidad efectiva y para ello se utiliza una celda de volumen constante en la cual se mide con nitrógeno presurizado el volumen del mismo, con

y sin un núcleo, utilizando la Ley de Boyle.

La porosidad total puede obtenerse de la medida del volumen de la muestra por el desplazamiento de mercurio en un pignómetro y la densidad de la matriz.

Permeabilidad. La permeabilidad es la medida del medio poroso para permitir el flujo de fluidos, siendo un parámetro importante en el diseño de la estimulación. Formaciones con permeabilidades muy bajas, no serán candidatos para estimulaciones matriciales.

Para medir la permeabilidad se utiliza un permeámetro. Un núcleo de dimensiones conocidas se coloca en el portamuestras y haciendo pasar a través del núcleo un fluido inerte se determina la permeabilidad aplicando la Ley de Darcy. Para ello deberán medirse las presiones, temperatura y gasto del fluido.

En la medición de la porosidad y la permeabilidad, deben tomarse en cuenta las condiciones del subsuelo, sobretodo en lo concerniente a los esfuerzos a los que está sometida la muestra. También la selección de las muestras es importante sobretodo cuando los medios son muy heterogéneos o cuando exhiben planos de estratificación.

3. Análisis químicos

Las pruebas correspondientes incluyen las determinaciones de la solubilidad de la roca al HCl y a la mezcla del HF-HCl y el contenido de fierro disuelto por el HCl.

La solubilidad de la roca al HCl, permite decidir en primera instancia (ver Tablas IV.5 y IV.11), el tipo de fluido recomendable para una estimulación matricial reactiva.

La solubilidad depende de la mineralogía de la roca, siendo la suma de las solubilidades de cada mineral que la compone. La Tabla IV.12, muestra la solubilidad de los minerales más comunes en diferentes ácidos.

La solubilidad en HCl, normalmente se utiliza como una aproximación al contenido de carbonatos en la roca. Así también, la diferencia entre las solubilidades de la muestra en HF-HCl y HCl, se toma como una indicación del contenido de arcillas y otros finos silíceos. Estas apreciaciones deben tomarse con reserva, siendo confiables siempre y cuando se correlacionen con los análisis petrográficos. También es conveniente señalar que en lo general la solubilidad determinada en el laboratorio diferirá de la solubilidad que muestra la formación durante una acidificación. Las diferencias serán función de la estructura

de la roca y de la distribución que guarde cada mineral en la misma.

La prueba de solubilidad en ácido se efectúa a través de métodos gravimétricos. Una muestra de la roca se muele hasta que las partículas pasan una malla 10. Se pesa la muestra y se coloca en un vaso cerrado, conteniendo ácido en exceso (ya sea HCl al 15% o HCl 12% - HF 3%). Después de una hora a 150°F, se filtra el residuo, se seca y se pesa para obtener por diferencia el porcentaje de muestra disuelta.

Al ácido gastado de la prueba de solubilidad se le determina el contenido de fierro, con la finalidad de considerar la necesidad de usar un agente para controlar la precipitación secundaria del mismo. El tipo de aditivo y su concentración, dependerá de la cantidad de fierro determinada en esta prueba.

El procedimiento se basa en la utilización de un espectrofotómetro de absorción atómica, y consiste en disolver una muestra de la formación en ácido clorhídrico y filtrarla. Los precipitados sólidos de fierro quedarán retenidos en el filtro y se mezclan con un indicador. Esta mezcla se analiza usando el espectrofotómetro, midiéndose la cantidad de radiaciones absorbidas por los átomos de la muestra, las cuales son proporcionales a la concentración de sus componentes.

4. Pruebas de flujo

Este tipo de pruebas reviste gran importancia, dado que a través de ellas es posible determinar el tipo de daño que diferentes fluidos que han estado en contacto con la formación de interés, pueden haber propiciado durante las operaciones previas en el pozo. Asimismo también a través de estas pruebas es posible seleccionar el tipo de fluidos de estimulación apropiado para la remoción de un daño.

Los procedimientos, materiales y equipos para estas pruebas, pueden ser los señalados en el API-RP-42,¹⁹ sin embargo, es conveniente para una mejor selección de los fluidos de tratamiento, que el equipo utilizado permita simular condiciones de pozo. Esto implica tener un equipo sofisticado para realizar pruebas de flujo a altas presión y temperatura, simulando condiciones del yacimiento y desplazamiento de fluidos, y condiciones de inyección y producción.

Un equipo de las características anteriores permitirá el estudio de los fluidos de estimulación, determinando los efectos reales de la interacción entre estos y la formación, tales como la disolución de la roca, la migración e hinchamiento de arcillas y finos,

precipitaciones secundarias, etc. Las pruebas de flujo se pueden complementar con estudios al microscopio de las condiciones del núcleo antes y después de la prueba.

El efecto que causa cualquier fluido en el núcleo de prueba, es determinado a través de la medición de permeabilidad. Los efectos de la inyección secuencial de diferentes fluidos de estimulación, pueden evaluarse midiendo las presiones diferenciales y el gasto a través del núcleo y aplicando la ecuación de Darcy para obtener la permeabilidad.

En el caso de formaciones silíceas tratadas con ácido fluorhídrico, se puede obtener una curva de respuesta al ácido que define la evolución de la permeabilidad con el volumen de fluido inyectado. Esta prueba constituye la metodología principal de selección del fluido de estimulación para formaciones de arenisca.

IV.6.2 Análisis de fluidos

El análisis tanto del aceite como del agua de formación coadyuvarán en la determinación del tipo de daño que probablemente afecte la formación.

El contenido de parafinas y asfaltenos en el crudo permitirá estimar la posibilidad de daño debido a depósitos orgánicos. Asimismo el análisis de la salmuera de la formación puede usarse para predecir las tendencias a formar incrustaciones de sales o a causar acciones corrosivas en las tuberías del pozo.

Tanto con el agua como con el aceite de la formación, deberán realizarse pruebas de laboratorio para determinar la incompatibilidad de estos fluidos con fluidos extraños a la formación. En esta forma, podrán evitarse posibles daños a la formación por invasión de fluidos; así como también podrá determinarse el daño más probable que presenta una formación y así seleccionar el fluido apropiado para su remoción.

Las principales ventajas de analizar en laboratorio el comportamiento de los fluidos de la formación con los fluidos de estimulación, son: evitar cualquier daño potencial que pudiera presentarse, seleccionar el tipo y concentración de aditivos requeridos y asegurar la remoción de los fluidos de estimulación para dejar en condiciones óptimas la formación.

Para realizar estos análisis se pueden utilizar los procedimientos establecidos por el API y la ASTM, como los recomendados en las Refs 10, 19 y 34.

IV.7 TECNICAS Y DISEÑOS DE ESTIMULACION MATRICIAL REACTIVA

La estimulación matricial reactiva o acidificación matricial, normalmente se utiliza bajo las tres técnicas siguientes:

1. Tratamientos de limpieza.
2. Acidificación matricial en areniscas.
3. Acidificación matricial en rocas calcáreas.

IV.7.1 Tratamientos de limpieza

Las causas de la baja o nula productividad inicial de los pozos, se debe en lo general, por una parte al obturamiento en y alrededor de los túneles de las perforaciones y por otra al daño verdadero a la formación ocasionado en las operaciones previas. Obviamente estas obstrucciones deben eliminarse para que el pozo se manifieste a su potencial natural.

En pozos en explotación también puede presentarse una baja productividad por obturaciones de las per-

foraciones, en las tuberías del pozo o daños a la formación.

El objetivo básico de los tratamientos de limpieza es eliminar las obstrucciones presentes en el pozo y en las perforaciones, y remover el daño en la vecindad inmediata a la pared del pozo.

Esta técnica es obligada en la mayoría de los pozos a su terminación e involucra la utilización de pequeños volúmenes de ácido, inyectados a la formación en régimen matricial.

El fluido de tratamiento con propósitos de limpieza es usualmente el ácido clorhídrico entre el 5 y 15% en peso, independientemente del tipo de formación. La acción corrosiva del ácido debe ser inhibida adecuadamente con inhibidores de corrosión. El uso de surfactantes adecuados permitirá la dispersión de los sólidos insolubles para facilitar su remoción y prevendrá la generación de daños adicionales a la formación.

Tabla IV.12³³ Minerales comunes que componen las rocas sedimentarias

Mineral	Solubilidad en		Composición química
	HCl	HCl + HF	
Cuarzo	Ninguna	Baja	SiO ₂
Feldespatos			
Ortoclasa	Ninguna	Moderada	Si ₃ AlO ₈ K
Albita	Ninguna	Moderada	Si ₃ AlO ₈ Na
Anorita	Ninguna	Moderada	Si ₃ AlO ₈ Ca
Plagioclasa	Ninguna	Moderada	Si ₂₋₃ Al ₁₋₂ O ₈ (NaCa)
Micas			
Biotita	Ninguna	Moderada	(AlSi ₃ O ₁₀) K (Mg, Fe) ₃ (OH) ₂
Muscovita	Ninguna	Moderada	(AlSi ₃ O ₁₀) K (Al) ₂ (OH) ₂
Arcillas			
Caolinita	Ninguna	Alta	Al ₄ (Si ₄ O ₁₀) (OH) ₈
Illita	Ninguna	Alta	Si _{4-x} Al _x O ₁₀ (OH) ₂ K _x Al ₂
Smectita	Ninguna	Alta	(1/2 Ca, Na) _{0.7} (Al, Mg, Fe) ₄ (Si, Al) ₈ O ₂₀ (OH) _{4n} H ₂ O
Clorita	Moderada	Alta	(AlSi ₃ O ₁₀) Mg ₅ (Al, Fe) (OH) ₈
Carbonatos			
Calcita	Alta	Alta*	CaCO ₃
Dolomita	Alta	Alta*	Ca, Mg (CO ₃) ₂
Ankerita	Alta	Alta*	Ca (Mg, Fe) (CO ₃) ₂
Sulfatos			
Yeso	Moderada	Alta	CaSO ₄ , 2H ₂ O
Anhidrita	Moderada	Alta	CaSO ₄
Otros			
Halita	Alta	Alta	NaCl
Oxidos de hierro	Alta	Alta	FeO, FeO ₃ , Fe ₃ O ₄

* Precipitación secundaria

En los casos de alta temperatura, cuando se tienen aleaciones especiales en los accesorios del pozo o cuando es necesario dejar el ácido en el pozo por periodos largos de tiempo, deben emplearse los ácidos orgánicos.

Para efectuar un tratamiento de limpieza, es necesario diseñarlo. El diseño consiste en el siguiente procedimiento:

1. Sistema de estimulación. Previa evaluación del daño, se determinará el sistema de estimulación a través de pruebas de laboratorio. Si no se tiene información sobre el tipo de daño, es recomendable utilizar ácido clorhídrico del 5 al 10% debidamente inhibido y con una concentración del orden del 1 al 3% en volumen de un surfactante de propósito general.

2. Presión y gastos máximos de inyección. Deberán determinarse las condiciones máximas de presión y gasto que permitan asegurar la inyección del fluido de tratamiento en régimen matricial. Para obtener estos valores, es siempre recomendable realizar en el pozo una prueba previa de admisión o inyectividad. Si por alguna circunstancia no se tienen los resultados de la prueba al momento de elaborar el diseño, el gasto y la presión máxima de inyección, se pueden estimar de acuerdo con el procedimiento indicado en la Sección III.7.1.

3. Volumen. El volumen del sistema de estimulación, depende de la longitud del intervalo perforado y de una penetración no mayor de tres pies en la formación. En los casos de intervalos de gran longitud mayores de 50 pies, es necesario asegurar que el sistema de estimulación afecte la mayor parte del intervalo perforado. Lo más probable es que sólo una pequeña parte del intervalo admita el fluido, actuando como zona ladrona de todo el volumen. Para evitar esto y propiciar que la mayor parte de las perforaciones y en consecuencia la mayor parte de la zona productora, sea uniformemente estimulada, es recomendable dividir el volumen de la solución de estimulación e inyectarlo en varias etapas.

El procedimiento consiste en dividir el intervalo perforado en longitudes no mayores de 50 pies, estimando el volumen de fluido de tratamiento para cada subdivisión de intervalo de acuerdo con la ecuación:

$$V_f = 23.5 \times \phi \times hf \times (r_x^2 - r_w^2) \quad \text{III.8}$$

De acuerdo con experiencia de campo es recomendable que el volumen calculado esté entre 20 y 50 gal/pie. En caso de que no esté entre estos límites, deberán considerarse los mismos.

La inyección del volumen del fluido para todo el

intervalo debe ser continuo, sólo que al final de cada etapa se requiere la aplicación de alguna técnica de desviación del fluido.

Existen dos técnicas para asegurar la desviación y colocación uniforme del fluido.^{4, 18} La primera es de tipo mecánico y se emplean bolas selladoras. Estas bolas son esferas de diámetro mayor al diámetro de las perforaciones y sellarán las mismas en el interior de la tubería de revestimiento. Se adicionan en la superficie a la corriente del fluido de estimulación durante su bombeo, siendo transportadas hasta las perforaciones, sellando aquellas que estén aceptando el fluido. Para utilizar esta técnica es necesario suficiente gasto de inyección que permita una presión diferencial a través de la perforación para mantener las bolas selladoras obturando.

La otra técnica, más recomendable que la anterior, consiste en la utilización de agentes desviadores. Estos son partículas sólidas que crean un puenteamiento y un enjarre en las zonas más permeables por donde está aceptándose el fluido, con la consecuente desviación del mismo a zonas menos permeables. Los agentes desviadores se adicionan en la superficie en la parte final del volumen de cada etapa.

4. Incremento de productividad. De ser posible, es conveniente estimar la respuesta del pozo a la estimulación. Un procedimiento para esta estimación se discutió en la Sección II.4, en el cual se estableció la Ec II.30, que puede ser utilizada.

5. Programa de la estimulación. En este programa deben consignarse los antecedentes del pozo, su estado mecánico y datos adicionales que ayuden al ingeniero de campo durante la operación. El programa también incluirá todas las acciones que se deben tomar para la realización de la estimulación, incluyendo la planeación y las actividades a realizar antes, durante y después de la estimulación.

En el caso de la estimulación matricial de limpieza, la apertura del pozo, es decir, su inducción a producción, debe ser inmediatamente después de terminada la operación.

IV.7.2 Acidificación matricial en areniscas

Los objetivos principales de este tipo de estimulación son: eliminar el daño de la formación alrededor del pozo, debido principalmente a la invasión de partículas sólidas, y al hinchamiento, dispersión, migración o floculación de las arcillas, e incrementar la permeabilidad natural de la formación en la zona vecina al pozo.

En el caso de que un pozo se encuentre dañado, la respuesta del pozo a la acidificación matricial generalmente es muy buena, y en algunos casos sorprendente dependiendo de la magnitud del daño. Sin embargo, si la formación a estimular con esta técnica no está dañada, se puede esperar una respuesta con un incremento máximo de producción de 1.3 veces (ver Sección II.4). Este incremento en general no es suficiente para justificar económicamente la estimulación, sin embargo, se justificaría en el caso de pozos de alta productividad.

En este tipo de estimulación se utiliza comúnmente la mezcla HCl-HF, siendo el ácido fluorhídrico el que reacciona con el material silíceo. En formaciones con alta temperatura, también pueden utilizarse mezclas HF-ácidos orgánicos. Asimismo, es recomendable la utilización de técnicas especiales para producir HF, como el uso de ácido fluobórico (ver Sección IV.2).

Dadas las características de reacción del HF, estos tratamientos están limitados a penetraciones del orden de 1 a 3 pies de la pared del pozo.

Además de reaccionar el HF con los compuestos de sílice, también reaccionará con los carbonatos y con la salmuera de la formación. Por presentarse estas reacciones indeseables, este tipo de técnica de acidificación consiste de la inyección de cuando menos tres tipos de fluidos: un fluido de prelavado, el fluido de estimulación y un fluido de desplazamiento.

La técnica de colocación, Fig IV.18, consiste en el bombeo inicial de un fluido de prelavado que tiene como objetivo eliminar de la zona en que entrará el HF, el agua de la formación y el material calcáreo. A continuación bombear el ácido fluorhídrico que disolverá el material silíceo que daña o compone la roca y finalmente bombear un fluido que desplazará dentro de formación, fuera de zona crítica (vecindad del pozo), los posibles productos dañinos de reacción y dejará acondicionada la zona crítica para facilitar la remoción de fluidos.



Figura IV.18 Técnica de estimulación matricial reactiva en arenisca.

Fluido de prelavado. El objetivo de la inyección de este fluido, es crear una barrera física entre el HF y el agua de la formación, previniendo principalmente la precipitación de fluosilicatos y fluoaluminatos de sodio y de potasio. En el caso de que la formación contenga carbonatos, este mismo fluido deberá disolverlos para evitar la reacción del HF con estos compuestos.

Estos objetivos son alcanzados por un prelavado de ácido clorhídrico o ácidos orgánicos. El volumen de prelavado dependerá del contenido del material calcáreo y del desplazamiento del agua congénita de la vecindad del pozo. Dado que el ácido fluorhídrico vivo penetra entre 1 y 3 pies del pozo para la mayoría de las areniscas, será suficiente eliminar la salmuera y el material calcáreo de esta zona.

La Ec III.8, permite calcular el volumen requerido para desplazar los fluidos de la formación hasta una distancia radial r_x , pudiendo seleccionarse una penetración de tres pies.

Por otro lado el volumen requerido de ácido para disolver el material soluble en HCl dentro de una distancia r_x está dado por:⁴

$$V_{HCl} = \frac{23.5 (1 - \phi) hfX_{HCl} (r_x^2 - r_w^2)}{\beta} \quad IV.7$$

Donde:

V_{HCl} : Volumen requerido (gal)

X_{HCl} : Fracción en peso del material soluble en HCl.

β : Poder de disolución del ácido (ver Tabla IV.8).

Los cálculos anteriores deben ajustarse a reglas deducidas de la experiencia de campo. En la mayoría de este tipo de estimulaciones se utiliza como fluido HCl entre el 5 y 15%, en un volumen entre 50 y 100 gal/pie, dependiendo del contenido de carbonatos.

Fluido de estimulación. El fluido más comúnmente usado, es la mezcla HF-HCl a concentraciones de 3% - 12%. Esta mezcla debe ser debidamente inhibida y formulada con los aditivos requeridos de acuerdo con pruebas de laboratorio. Otras concentraciones de esta mezcla pueden usarse para prevenir precipitaciones secundarias, recomendándose el uso de la Tabla IV.5. El HCl de esta mezcla permite mantener un bajo pH evitando la precipitación de CaF_2 , AlF_3 y otros productos de reacción compleja.

El volumen requerido del fluido de tratamiento, por estadística, varía entre 125 y 200 gal/pie.

Existen varios métodos de simulación matemática que permiten determinar el volumen óptimo de acuerdo con los minerales de la formación y su distribución.^{3,4} En general, pocas veces son conocidos los datos requeridos para aplicar estos modelos, por lo que en este manual se presenta un procedimiento alternativo basado en experimentos de laboratorio, y que requiere de sólo la temperatura de la formación, el gasto de inyección, el contenido de silicatos (arcillas), y el radio del pozo.²¹ El procedimiento hace uso de las gráficas IV.19, IV.20, IV.21 y IV.22. Consiste en obtener con la Fig IV.19 la penetración del sistema de ácido vivo en un empaque de arena limpia. Corregir esta penetración por el gasto de inyección y por contenido de silicatos, utilizando las Figs IV.20 y IV.21, respectivamente. Finalmente obtener el volumen del fluido de estimulación con la Fig IV.22.

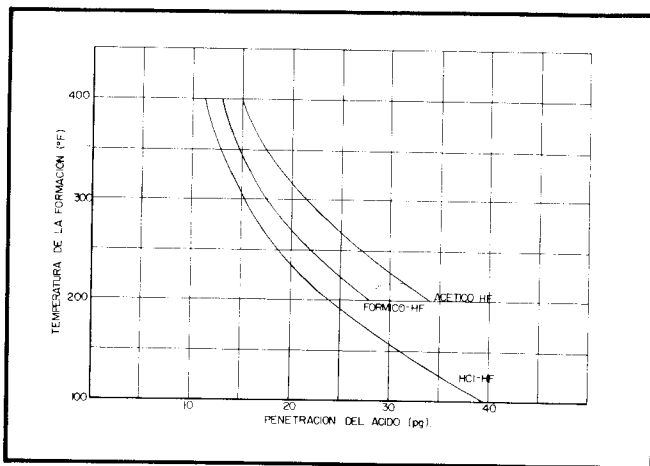


Figura IV.19 Penetración del ácido HF en arena limpia. (Halliburton)

Fluido de desplazamiento. Los propósitos de este fluido son: desplazar los precipitados dañinos de la vecindad del pozo, asegurar la reacción total del HF y facilitar la remoción de los productos de reacción.

Un radio de penetración de 4 pies usualmente es suficiente. El volumen puede estimarse de la Ec III.8 debiendo estar entre 50 gal/pie y 1.5 veces el volumen del fluido de estimulación, estos volúmenes estadísticamente han sido adecuados. Los fluidos apropiados de desplazamiento son: cloruro de amonio, ácido clorhídrico (5% a 10%) y fluidos oleosos. Para pozos de gas, el nitrógeno puede considerarse. La adición de solventes mutuos en estos fluidos (entre 2 y 50% en volumen y en la mayoría de los casos el 10%) ha demostrado mejorar significativamente los resultados de la acidificación matricial en areniscas.^{3,10}

Como en el caso de los tratamientos de limpieza,

en este tipo de estimulación también se requiere el control de la colocación de los fluidos de estimulación para conseguir una estimulación uniforme en intervalos grandes. El procedimiento más común consiste en dividir el tratamiento en etapas, inyectando el fluido de prelavado, el de estimulación y el de desplazamiento de cada etapa, utilizando en este último, bolas selladoras o agentes desviadores y continuando con la siguiente etapa consistente de la inyección de los tres tipos de fluidos.

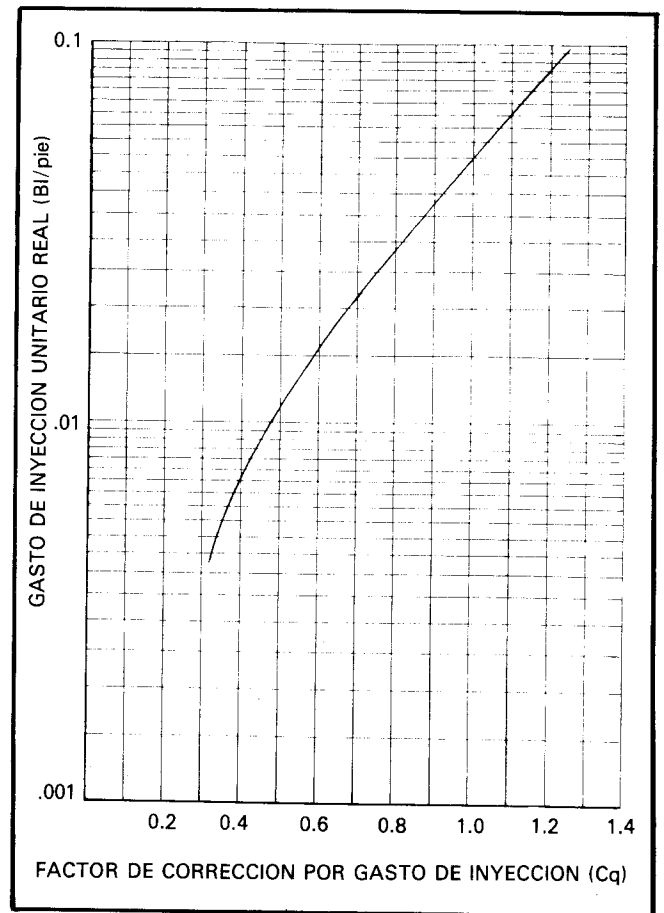


Figura IV.20²¹ Efecto del gasto de inyección en la penetración del ácido HF. (Halliburton)

El volumen total de fluido usado en cada etapa, dependerá del número de etapas; esto es debido a que el primer fluido bombeado entrará a la zona más permeable y menos dañada, por lo que requerirá un menor volumen de fluido de estimulación. La mayor parte del volumen total deberá utilizarse en las etapas subsiguientes, dado que serán las zonas de menor permeabilidad o más dañadas y por tanto requerirán mayor volumen. Por ejemplo, si el intervalo debe tratarse en dos etapas, es recomendable utilizar en la primera el 30% del volumen total de ácido y el resto en

la segunda. En el caso de tres etapas podría utilizarse el 15% del volumen total en la primera, el 35% en la segunda y el 50% en la tercera.¹⁸

El procedimiento de diseño es similar al tratamiento de limpieza y consiste en la:

1. Selección de los fluidos de tratamiento.
2. Determinación de la presión y el gasto máximos de inyección.
3. Determinación de los volúmenes de cada fluido, y en su caso de cada etapa.
4. Estimación del resultado de la estimulación.
5. Elaboración del programa de la estimulación.

A continuación se presenta una guía para el diseño por esta técnica, de una estimulación matricial en arenisca.

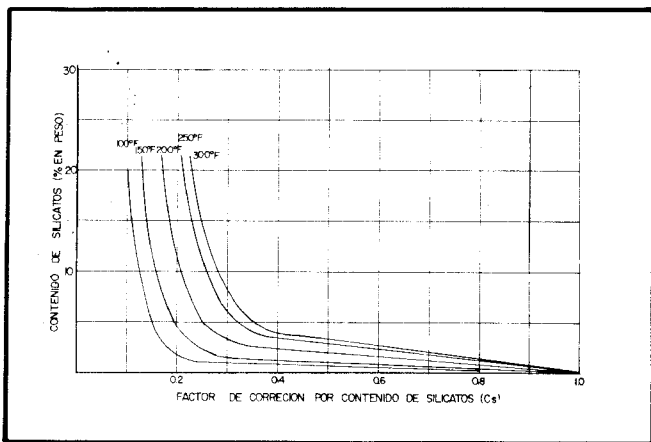


Figura IV.21 Efectos del contenido de silicatos en la penetración del ácido HF. (Halliburton)

Guía general para el diseño de una acidificación matricial en arenisca

1. Selección de los fluidos de estimulación (pruebas de laboratorio).
2. Presión y gasto máximos de inyección. De prueba de inyectividad, en caso de no contar con los resultados de la misma, se puede estimar como sigue:

2.1 Cálculo de la Presión de fractura.

$$P_f \text{ (psi)} = G_f \text{ (psi/pie)} D \text{ (pie)} \quad \text{III.5}$$

2.2 Presión máxima de inyección en superficie.

$$P_s \text{ máx (psi)} = P_f \text{ (psi)} - 0.433 \times \gamma \times D \text{ (pie)} \quad \text{III.6}$$

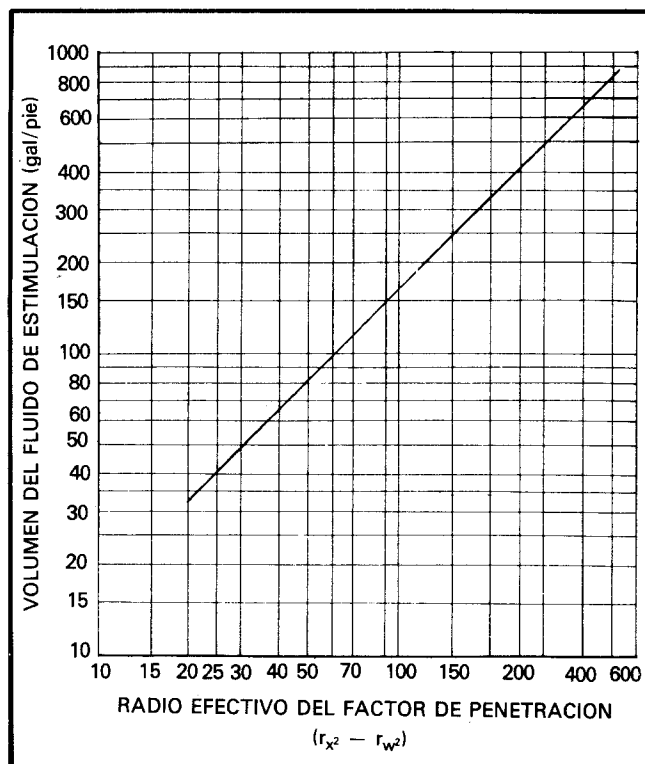


Figura IV.22 Volumen unitario del fluido de estimulación HF. (Halliburton)

2.3 Gasto máximo de inyección, menor de:

$$q_{\text{máx}} \text{ (BPM)} = \frac{4.97 \times 10^{-6} k(mD) h(\text{pie}) (P_f - P_{ws}) \text{ (psi)}}{\mu(\text{cp}) \ln(r_e/r_w) \text{ (pie/pie)}} \quad \text{III.7}$$

3. Volumen y concentración del fluido de prelavado. V_1 (gal).

$$V_p = 23.5 \phi h(r_{x^2} - r_w^2) \quad \text{III.8}$$

$$V_{\text{HCl}} = \frac{23.5 (1 - \phi) X_{\text{HCl}} (r_{x^2} - r_w^2)}{\beta} \quad \text{IV.7}$$

$$\text{Si } V_p < V_{\text{HCl}}, V_1 = V_{\text{HCl}}$$

$$\text{Si } V_p > V_{\text{HCl}}, V_1 = V_p$$

Como método alternativo se puede obtener V_1 a través de la siguiente regla:

Para 0% Carbonatos: 5% HCl, 50 gal/pie

Para 20% Carbonatos: 15% HCl, 100 gal/pie

3.1 Tiempo de inyección del prelavado

$$t_1 \text{ (min)} = \frac{0.023805 V_1 \text{ (gal)}}{q_i \text{ máx (BPM)}} \quad \text{III.9}$$

3.2 Volumen del sistema ácido HF-HCl (o HF-Orgánico), V_2 (gal)

- Penetración en arena limpia, P_a (pg)
Con temperatura de formación y Fig IV.19 se obtiene P_a
- Corrección de P_a por gasto, P_{aq} (pg).
Con $q_i \text{ máx} / h_f$ y Fig IV.23, se obtiene el factor de corrección C

$$P_{aq} = C q \times P_a \quad \text{IV.8}$$

- Corrección de P_{aq} por contenido de silicatos, P_{aqs} (pg). Con concentración de silicatos y la Fig IV.21, se obtiene el factor C_s

$$P_{aqs} = P_{aq} \times C_s \quad \text{IV.9}$$

- Volumen del sistema de ácido, V_2

Radio penetración r_x (pg)

$$r_x = r_w + P_{aqs} \quad \text{IV.10}$$

Radio efectivo del factor de penetración, r_a (pg)

$$r_a = r_x^2 - r_w^2 \quad \text{IV.11}$$

Con r_a y Fig IV.22, se obtiene el volumen unitario de ácido, V_a

$$V_2 = V_a \times h_f \quad \text{IV.12}$$

3.3 Tiempo de inyección del sistema ácido, t_2 (min)

$$t_2 = \frac{0.023805 \times V_2}{q_i \text{ máx}} \quad \text{III.9}$$

3.4 Volumen de desplazamiento, V_3 (gal)

Para un radio de penetración mínima de 4 pies ($r_3 = 4 + r_w$)

$$V_3 \text{ (gal)} = 23.5 \phi h_f \text{ (pie)} (r_3^2 - r_w^2) \text{ (pie}^2) \quad \text{III.8}$$

El volumen V_3 debe estar entre 50 gal/pie

y 1.5 veces el volumen V_2 , en caso contrario deberá tomarse el límite más cercano como V_3

3.5 Tiempo de inyección del volumen de desplazamiento, t_3 (min).

$$t_3 = \frac{0.023805 \times V_3 \text{ (gal)}}{q_i \text{ máx (BPM)}} \quad \text{III.9}$$

3.6 Volumen de sobre-desplazamiento, V_s (gal)

V_s = Volumen de las tuberías hasta la base del intervalo a estimular.

- Incremento de productividad estimado. Se puede hacer uso de la Ec II.30.
- Programa de la estimulación. Los mismos considerandos que en tratamientos de limpieza. En el caso de la estimulación matricial en areniscas, la apertura del pozo debe ser lo más pronto posible después de terminada la operación, con excepción de las estimulaciones con sistemas especiales de ácido, como en el caso del ácido fluobórico que requiere tiempos de cierre del orden de 18 horas, para completar su acción.

IV.7.3 Acidificación matricial en rocas calcáreas

Los objetivos de la estimulación son remover o sobrepasar el daño e incrementar la permeabilidad natural de la formación. Como en todos los casos de estimulación matricial, la presión de inyección debe mantenerse abajo de la presión de fractura. La respuesta del pozo a la acidificación matricial, dependerá principalmente del daño de la formación, pudiéndose esperar resultados sorprendentes en caso de formaciones con severos daños. Si no se tiene daño, el incremento de productividad esperado, es ligeramente mayor que en la acidificación matricial en areniscas (máximo 1.6, ver Sección II.4). Esta técnica da buenos resultados sobre todo en pozos de alta productividad, siendo el único recurso en yacimientos muy permeables.

Normalmente se utiliza HCl al 15%, pudiéndose tener mejores resultados con ácidos de mayor concentración hasta el 28%, siempre y cuando la temperatura permita la inhibición apropiada del ácido. Los ácidos concentrados permitirán mayor penetración de la solución reactiva y en formaciones de alta permea-

bilidad se pueden emplear con el mismo objetivo ácidos retardados (gelificados, emulsificados, espumados, etcétera). A altas temperaturas se pueden emplear ácido acético o fórmico, o mezclas de HCl y ácidos orgánicos (ver Tabla IV.11).

Dado que la velocidad de reacción del ácido en formaciones calcáreas es controlada por la velocidad de transporte del ión H^+ a la superficie del mineral calcáreo, cuando el ácido es inyectado a la matriz de la roca y/o a través de fisuras naturales, reacciona rápidamente con las paredes de los poros, aumentando su diámetro. Esto incrementa la conductividad hidráulica del poro, siendo el aumento mayor en los poros de mayor tamaño, ya que estos poros reciben mayor volumen de ácido. A medida que continúa el paso del ácido, los poros más grandes crecen más rápidamente que los más pequeños y en poco tiempo por ellos pasa casi todo el ácido. Este fenómeno propicia que en un corto periodo de tiempo los poros grandes, o fisuras, crecen considerablemente.

Experimentos de laboratorio^{3,4} en núcleos de calizas han demostrado un crecimiento considerable en diámetro (del orden de milímetros) y longitud de los poros mayores en muy poco tiempo. Este crecimiento continuo y preferencial de los poros, o fisuras, más grandes da lugar a los llamados "agujeros de gusano". Las Figs IV.23, IV.24 y IV.25^{3,35} muestran experimentos en núcleos de caliza. La primera figura muestra un agujero de gusano en el extremo de un núcleo, al cual se le hizo pasar linealmente HCl al 1% durante 32 minutos. Al inicio varios poros fueron afectados, disminuyendo paulatinamente hasta que sólo unos pocos poros aceptaron todo el fluido ácido. La Fig IV.24 corresponde a un experimento en el que el ácido se inyectó radialmente. La primera fotografía de rayos X muestra el desarrollo de un agujero de gusano y la segunda de múltiples agujeros en forma ramificada.

Estudios experimentales recientes,³⁵ conducidos simulando condiciones de yacimiento en caliza y dolomía, indicaron que del gasto de inyección y de la velocidad de reacción depende la estructura de los agujeros de gusano. La inyección de una aleación especial después del experimento permitió al solidificarse, mostrar las ramificaciones de los agujeros de gusano creados, como se observa en la Fig IV.25.

En general se tiene aceptado que en el caso de calizas de velocidades de reacción grandes, la eficiencia de la estimulación aumenta con el incremento de los gastos de inyección, propiciándose grandes y pocos agujeros de gusano. A gastos bajos se generan más agujeros de poca longitud y se propicia la ramifica-

ción. En dolomías donde la velocidad de reacción es menor, la eficiencia de la estimulación disminuye al incrementarse los gastos de inyección. Asimismo la penetración tiende a reducirse, la disolución es más uniforme y hay menos tendencia a formar agujeros de gusano preferenciales.

En cualquier caso este es un proceso aleatorio y no permite predecir el número, tamaño, estructura y longitud de los agujeros de gusano; aún cuando se están haciendo estudios al respecto.^{4,35,36}

En general, la evidencia que se tiene indica que el efecto de la acidificación matricial en formaciones calcáreas está confinado a distancias de 5 a 10 pies de la pared del pozo.

Debido a lo impredecible del proceso de acidificación matricial en rocas calcáreas, su diseño se basa más en estadísticas de campo que en modelos matemáticos o experimentales. Como en los otros casos de la acidificación matricial, el procedimiento de diseño consiste en:

Procedimiento de diseño para una acidificación matricial en roca calcárea.

1. Seleccionar el fluido de tratamiento a través de pruebas de laboratorio.
2. Determinar la presión y gasto máximos de inyección en forma similar al procedimiento indicado para areniscas.
3. Determinar el volumen del fluido de estimulación. Se considera siempre un intervalo menor o igual a 50 pies. En caso de excederse, se dividirá el volumen total de acuerdo con el procedimiento indicado para el caso de areniscas.

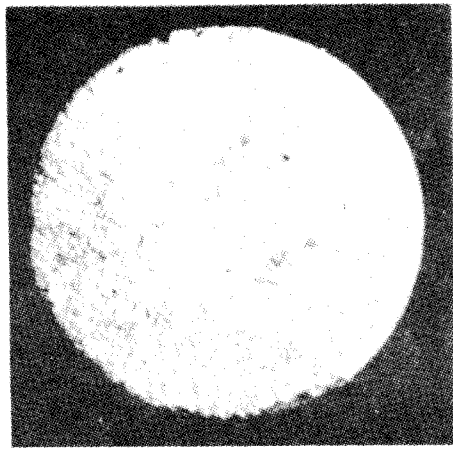
Para daño somero considerar $r_x = 5 \text{ pie} + r_w$
 Para daño profundo asumir $r_x = 10 \text{ pie} + r_w$

$$V_f(\text{gal}) = 23.5\phi h_f(\text{pie}) [r_x^2 - r_w^2] (\text{pie}^2) \quad \text{III.8}$$

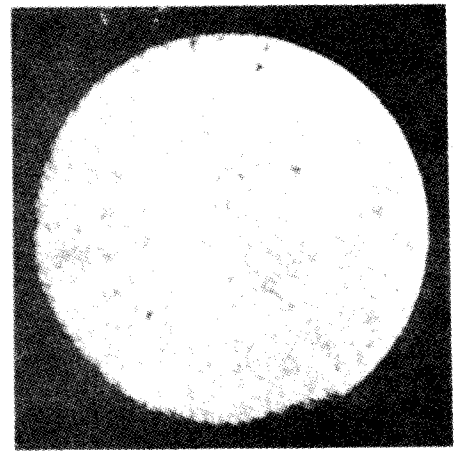
Por experiencia de campo, este volumen debe estar entre 50 y 200 gal/pie, en caso de estar el valor calculado fuera de estos límites, deberá tomarse el límite correspondiente.

4. Estimar el resultado de la estimulación. Se puede emplear la Ec II.30.
5. Programa de la estimulación. Deberán incluirse las consideraciones indicadas en la sección III.7.

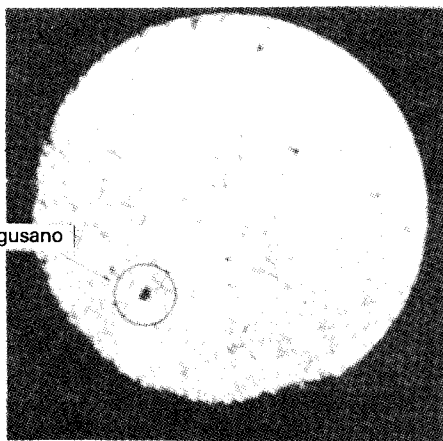
En estos tratamientos, la inducción del pozo a producción deberá realizarse inmediatamente después de terminada la operación.



80 Segundos de exposición al ácido

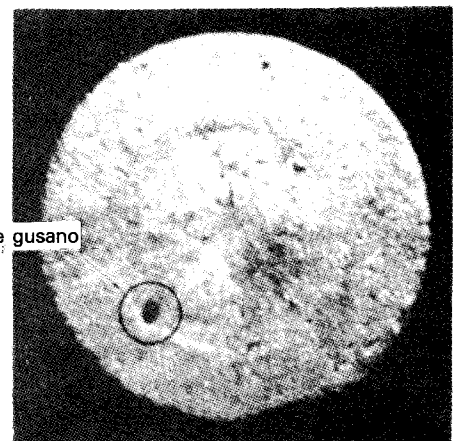


400 Segundos de exposición al ácido



agujero de gusano

1000 Segundos de exposición al ácido



agujero de gusano

1900 Segundos de exposición al ácido

Figura IV.23 Desarrollo de un agujero de gusano en flujo lineal de HCl al 1% en caliza indiana.³



VELOCIDAD DE REACCION RAPIDA



VELOCIDAD DE REACCION LENTA

Figura IV.24 Patrones típicos de agujeros de gusano formados en acidificación matricial de rocas calcáreas (flujo de ácido radial).³

EXTREMO DEL
NUCLEO POR
DONDE EL HCl
PENETRO

EXTREMO DEL
NUCLEO POR
DONDE EL HCl
SALIO



Figura IV.25 Agujeros de gusano en flujo lineal de HCl en un núcleo de caliza indiana.³⁵

NOMENCLATURA

Símbolo	Descripción	Unidades	Símbolo	Descripción	Unidades
A	Area	pie ²			
α	Angulo de contacto en la interfase	grados			
B _o	Factor de volumen del aceite	adim.	h	Espesor de la formación	pie
B _w	Factor de volumen del agua	adim.	h _c	Altura de la columna del capilar	pg
β	Poder de disolución del ácido	adim	h _f	Espesor del intervalo productor	pie
C _{final}	Concentración final		J	Indice de productividad	BPD/psi
C	Concentración del ácido a un tiempo t	adim.	J _o	Indice de productividad original	BPD/psi
C _q	Factor de corrección por gasto	adim.	J _x	Indice de productividad con zona alterada	BPD/psi
C _o	Concentración inicial	adim.	k	Permeabilidad del medio poroso	md
C _s	Factor de corrección por silicatos	adim.	K	Constante de la velocidad de reacción	adim
D	Profundidad de la cima del intervalo	pie	ke	Permeabilidad equivalente	md
D	Constante de difusión del reactante	moles/lt	kf	Permeabilidad de la formación	md
dc	Cambio de concentración	adim.	kg	Permeabilidad al gas	md
dt	Periodo de tiempo	min.	ko	Permeabilidad al aceite	md
dp	Diámetro del poro	pg	kro	Permeabilidad relativa al aceite	adim.
γ	Peso específico del ácido diluido	kg/l	krw	Permeabilidad relativa al agua	adim.
γ'	Peso específico del ácido concentrado	kg/l	kx	Permeabilidad de la zona dañada o mejorada	md
γ_{sa}	Peso específico de la solución ácido	kg/l	kw	Permeabilidad al agua	md
ΔP	Caída de presión a través del túnel	lb/pg ²	L	Longitud del túnel	pie
ΔP	Diferencial de presión	lb/pg ²	L	Longitud del tubo capilar	pg
ΔP_f	Caída de presión en la superficie	lb/pg ²	m	Orden de la reacción	adim
ΔP_{fd}	Caída de presión en la zona alterada	lb/pg ²	n	Número de capilares	adim.
ΔP_{fm}	Caída de presión requerida para mover los fluidos a través de la formación en la zona alterada	lb/pg ²	μ	Viscosidad	cp
ΔP_{PC}	Caída de presión asociada con la penetración parcial de la zona productora y/o el efecto de inclinación relativa de la formación con el eje del pozo	lb/pg ²	μ_c	Micrones	0.001 mm
ΔP_{PERF}	Caída de presión asociada con las perforaciones	lb/pg ²	μ_f	Viscosidad del fluido	cp
ΔP_r	Caída de presión en el yacimiento e intervalo abierto a producción	lb/pg ²	μ_g	Viscosidad del gas	cp
ΔP_s	Caída de presión debida al daño	lb/pg ²	μ_o	Viscosidad del aceite	cp
ΔP_T	Caída de presión total en el sistema	lb/pg ²	μ_w	Viscosidad del agua	cp
ΔP_t	Caída de presión causada por la turbulencia del fluido al entrar al pozo	lb/pg ²	P	Presión media del yacimiento	lb/pg ²
ΔP_{TP}	Caída de presión asociada con el flujo de fluidos a través de los túneles	lb/pg ²	P'	Presión en la fase externa	lb/pg ²
ΔP_w	Caída de presión en el pozo	lb/pg ²	P''	Presión en la fase interna	lb/pg ²
ϕ	Porosidad	adim.	Pa	Presión del aire	lb/pg ²
g	Aceleración de la gravedad	pie/seg ²	Pa	Penetración en arena limpia	pg
Gf	Gradiente de fractura	psi/pie	Paq	Penetración corregida por gasto	pg
			Paqs	Penetración corregida por gasto y silicatos	pg
			Pc	Presión capilar	lb/pg ²
			pH	Potencial Hidrógeno	adim
			Ps	Presión de inyección en superficie	lb/pg ²
			Psmáx	Presión de inyección máxima en superficie	lb/pg ²
			Psep	Presión de separación	lb/pg ²
			Pth	Presión en la cabeza del pozo	lb/pg ²

Símbolo	Descripción	Unidades	Símbolo	Descripción	Unidades
Pw	Presión del agua	lb/pg ²	Vf	Volumen de fluido de estimulación	gal
Pwf	Presión de fondo de pozo fluyendo	lb/pg ²	V _{HCl}	Volumen de ácido clorhídrico	pie ³
Pwf _{ideal}	Presión de fondo fluyendo ideal	lb/pg ²	Vm	Volumen del modelo	pie ³
Pwf _{real}	Presión de fondo fluyendo real	lb/pg ²	Vp	Volumen poroso	pie ³
Pwfs	Presión de fondo en pared de pozo fluyendo	lb/pg ²	Vr	Velocidad de reacción	lb/pg ² /seg
Pws	Presión estática del yacimiento	lb/pg ²	Vs	Velocidad de reacción en superficie	moles/seg
Px	Presión en zona alterada	lb/pg ²	Vs	Volumen de sobredesplazamiento	pie ³
q	Gasto	[L ³ /T]	Vs	Volumen del sistema ácido	pie ³
qg	Gasto de gas	PCD	Vsa	Volumen de la solución de ácido	l
qi	Gasto de inyección	bl/día	V ₁	Volumen de inyección del prelavado	pie ³
qimax	Gasto de inyección máximo	bl/día	V ₂	Volumen del sistema ácido	pie ₃
qo	Gasto de aceite	bl/día	V ₃	Volumen de desplazamiento	pie ³
qomáx	Gasto máximo de inyección	bl/día	w	Amplitud de un canal	pg
qp	Gasto producido a través del túnel	bl/día	Wa	Peso del cloruro de hidrógeno en la solución	kg
qx	Gasto de producción en condiciones alteradas	bl/día	Wsa	Peso de la solución ácida	kg
qw	Gasto de agua	bl/día	Xf	Longitud del canal	pg
R	Relación de área mojada por el ácido a su volumen	[L ² /L ³]	X _{HCl}	Fracción del peso del material soluble en HCl	adim
r	Radio de curvatura	pie	Z	Factor de compresibilidad del gas	adim
ra	Radio efectivo del factor de penetración	pg	OTROS SIMBOLOS		
rc	Radio del capilar	pie	δ	Espesor de la capa límite	cm
re	Radio de drene	pie	∂P	Variación de la presión	lb/pg ²
rx	Radio de la zona alterada	pie	∂r	Variación del radio	pg
rw	Radio del pozo	pie	Al	Aluminio	
rw'	Incremento efectivo virtual del radio del pozo	pie	B	Boro	
ρ	Densidad	gr/cm ³	C	Carbón	
ρf	Densidad del fluido	gr/cm ³	Ca	Calcio	
ρr	Densidad relativa	adim.	Cl	Cloro	
S	Factor de daño, de película o efecto Skin	adim	F	Flúor	
Sfd	Factor de daño de la formación	adim	Fe	Fierro	
Spc	Pseudofactor de daño por terminación	adim	H	Hidrógeno	
Sperf	Pseudofactor de daño por las perforaciones	adim	K	Potasio	
St	Pseudofactor de daño por turbulencia	adim	Mg	Magnesio	
Stp	Pseudofactor de daño por los túneles de las perforaciones	adim	N	Nitrógeno	
σ	Tensión superficial	dinas	Na	Sodio	
T	Temperatura	°F, °R	O	Oxígeno	
tf	Tiempo de inyección	min	S	Azufre	
t1	Tiempo de inyección del prelavado	min	Si	Silicio	
t2	Tiempo de inyección del sistema ácido	min			
τ	Peso específico del ácido diluído	kg/l			
τ'	Peso específico del ácido concentrado	kg/l			
τsa	Peso específico de la solución ácida	kg/l			
V	Volumen final del ácido diluído	pie ³			
V'	Volumen requerido de ácido concentrado	pie ³			
Va	Volúmen unitario de ácido	pie ³			
Vd	Velocidad de reacción limitada por difusión	moles/seg			

REFERENCIAS

- ¹ F. Letirant, L. Gay "Manuel de Fracturation Hydraulique". Editions Technip, 1972.
- ² G. C. Howard, C. R. Fast, "Hydraulic Fracturing", Monograph. Vol. 2. Society of Petroleum Engineers of AIME, 1970.
- ³ B. B. Williams, J. L. Gidley, R. S. Schechter. "Acidizing Fundamentals", SPE New York, 1979.
- ⁴ M. J. Economides, K. G. Nolte. "Reservoir Stimulation". Second Edition, Prentice Hall. Englewood Cliffs. 1989.
- ⁵ C. S. Mathews, D. G. Russell. "Pressure Buildup and Flow Test in Well". Monograph Vol. 1. SPE of AIME. 1967.
- ⁶ L. D. Patton, W. A. Abbott, "Well Completion and Workover, Part 5, Pseudodamage". Petroleum Engineer Int. October 1979.
- ⁷ Gatlin C. "Petroleum Engineering Drilling and Well Completions" Prentice Hall, Inc. 1960.
- ⁸ W. E. Grubb, F. C. Martin, "Chemical Well Handbook", Petroleum Engineer Publishing Co.
- ⁹ R. F. Krueger. "An Overview of Formation Damage and Well Productivity in Oilfield Operations". JPT, February 1986.
- ¹⁰ T. O. Allen, A. P. Roberts, "Production Operations 2". Oil and Gas Consultants International, Inc. Tulsa 1978.
- ¹¹ K. E. Porter, "An Overview of Formation Damage". JPT August 1989.
- ¹² J. T. Morgan, D. T. Gordon. "Influence of Pore Geometry on Water-Oil Relative Permeability". JPT October 1970.
- ¹³ A. Holmes. "Geología Física". Ediciones Omega. Barcelona, 1952.
- ¹⁴ R. E. Grim, "Clay Mineralogy". McGraw Hill Book Co., New York, 1953.
- ¹⁵ "Clay and Clay Stabilization". Dowell-Schlumberger, 1985.
- ¹⁶ C. H. Hewett. "Analytical Techniques for Recognizing Water Sensitive Reservoir Rocks". JPT August 1963.
- ¹⁷ A. J. Levorsen. "Geology of Petroleum". W. H. Freeman Company, 1967.
- ¹⁸ "Prácticas Modernas de Terminación". Institute of Energy, Halliburton, 1989.
- ¹⁹ "API Recommended Practices for Laboratory Testing of Surface Active Agents for Wells Stimulation". API RP42. January 1977.
- ²⁰ R. L. Thomas, C. W. "Crowe, Matrix Treatment Employs New Acid System for Stimulation and Control of Fines Migration in Stimulation Formations". JPT August 1981.
- ²¹ "Chemical Stimulation Manual". Halliburton Service, 1988.
- ²² "Stimulation Manual". Dowell-Schlumberger Service, 1988.

- 23 H. O. Mcleod, "Matrix Acidizing". JPT December 1984.
- 24 G. C. Templeton, E. A. Richardson, G. T. Karms, J. H. Libarger "Self Generating Mud-Acid (SGMA)", JPT, Oct. 1975.
- 25 B. E. Hall, B. W. Anderson. "Field Results for a New Retarded Sandstone Acidizing Sistem". SPE 6871 Oct. 1977.
- 26 J. Bertaux. "Treatment Fluid Selection for Sandstone Acidizing Permeability Impairment Potassic Mineral Sandstones. SPE Production Engineering, February 1989.
- 27 API BUL. D15 "Recomendations for Prope Usage and Handling of inhibited Oil Field Acids". American Petroleum Institute April 1973.
- 28 National Safety Council. "Safe Well Stimulation By Acidicing". Data Sheet 634, 1976.
- 29 C. Islas "Los inhibidores de Corrosión para Acido Clorhídrico en la Estimulación de Pozos", Trabajo presentado en el XV Congreso Nacional de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México. Abril 1977.
- 30 C. Islas, A. Ledesma, A. Acuña, "Causas y efectos de las sustancias asfálticas presentes en el Petróleo". AIPM Ingeniería Petrolera. Julio 1972.
- 31 J. I. Tellez, C. Islas, "Un estudio experimental de agentes reductores de pérdida de presión por fricción". XIII Congreso Anual AIPM. Febrero 1975.
- 32 M. Mendoza, C. Islas, "Método de evaluación y desarrollo de un surfactante estabilizador de emulsiones ácidas". XIV Congreso Nacional AIPM. Mayo 1976.
- 33 J. Bertaux, "Fluid Selection Guide for Matrix Treatments". Dowell-Schlumberger, 1986.
- 34 "API Recomend Practices for Analysis of Oil-field Water", API RP45, 1968.
- 35 M. L. Hoefner, Fogler H. S. "Fluid - Velocity Reaction - Rate Effects During Carbonate Acidizing: Application of Net Work Model" SPE Production Engineering, February, 1989.
- 36 G. Daccord, E. Touboul, R. Leonormand. "Carbonate Acidizing: Toward a Quantitative Model of the Wormholing Phenomenon". SPE Production Engineering, February 1989.

Esta edición se terminó de imprimir en el mes de abril de 1991 en los talleres de Ediciones Gráficas "Z", S.A. de C.V., Bucareli número 108-103, Col. Centro, C.P. 06040, y su tiraje fue de 1000 ejemplares.

El cuidado de esta edición estuvo a cargo del
Ing. Carlos Islas Silva.