



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

FUNDAMENTOS DE LA ESTIMULACIÓN MATRICIAL EN POZOS PETROLEROS, CASO PRÁCTICO DE CAMPO

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

I N G E N I E R O P E T R O L E R O

P R E S E N T A:

JOSUÉ FIDEL MÉNDEZ ZÚÑIGA



DIRECTOR: M. EN I. JOSÉ ÁNGEL GÓMEZ CABRERA

MÉXICO, D.F., CIUDAD UNIVERSITARIA, 2009



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Fundamentos de la Estimulación Matricial en Pozos Petroleros, Caso práctico de campo.

Temario

	Página
Introducción	1
Capítulo 1. Estimulación, Panorama Nacional e Internacional	2
Capítulo 2. Conceptos Básicos para una estimulación Matricial	5
2.1. Introducción	5
2.2. Definiciones Generales	6
2.3. Sistema Integral de Producción	19
2.4. Análisis Nodal	25
2.5. Tipos y Clasificación de Yacimientos	28
Capítulo 3. Daño a la Formación	34
3.1. Introducción	34
3.2. Pseudodaños	41
3.3. Mecanismos de daño a la formación	41
3.4. Daño verdadero a la formación	45
3.5. Origen de daño a la formación	47
3.6. Caracterización de daño	68
3.7. Estudios de laboratorio	92

Capítulo 4. Estimulación Matricial	97
4.1. Tipos de estimulación matricial	97
4.2. Estimulación matricial en rocas areniscas	106
4.3. Estimulación matricial en rocas carbonatadas	126
Capítulo 5. Metodología de diseño	140
5.1. Validación del Pozo propuesto	140
5.2. Determinación y caracterización del daño	142
5.3. Selección de fluidos para el tratamiento	144
5.4. Cálculos de parámetros para la ejecución	149
Capítulo 6. Aplicación de campo	160
Conclusiones y Recomendaciones	170
Referencias y bibliografía	172

INTRODUCCIÓN

El presente trabajo es un apoyo para todo Ingeniero Petrolero que se interese por el diseño de la ESTIMULACIÓN MATRICIAL, considerando la selección del pozo candidato y la determinación del fluido de tratamiento en función de la caracterización del daño y el tipo de formación, así como las consideraciones técnicas, además de que indique como calcular los parámetros que se requieren para su ejecución.

El daño es una alteración en la vecindad del pozo ya sea natural o inducida que puede variar desde una pequeña reducción de la productividad (o inyectabilidad) hasta un bloqueo total de las zonas productoras debido a las etapas de perforación, cementación, terminación, reparación, producción y recuperación secundaria. Un tratamiento para remover éste daño es la ESTIMULACIÓN MATRICIAL que consiste en la inyección de una solución ácida que no afecte a la formación a una presión mayor a la de yacimiento pero menor a la presión de fractura (ruptura) de la misma. Durante la acidificación matricial se debe tratar que la inyección de la solución ácida sea uniformemente radial con la finalidad de crear un incremento en la porosidad y permeabilidad de la formación acidificada.

En los siguientes capítulos se describe la importancia que tiene la estimulación matricial en México como en el mundo, los tipos de daños que podemos encontrar y provocar en nuestro yacimiento, el tipo de tratamiento óptimo a realizar con los diferentes fluidos y técnicas de estimulación matricial, basados en los cálculos adecuados y consideraciones necesarias para realizar un ejemplo práctico de campo.

Capítulo 1. Estimulación, panorama Nacional e Internacional

La industria petrolera es muy importante en México y a nivel mundial, en cada una de sus ramas como es la: Exploración, Perforación y Producción, y una parte muy importante que es la ESTIMUALCIÓN DE POZOS.

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

Es una actividad fundamental para el mantenimiento ó incremento de la producción de aceite y gas, a demás puede favorecer en la recuperación de reservas.

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

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

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



Historia de la Estimulación Matricial

El primer método de estimulación de la productividad de un pozo que fue aplicado se remonta al inicio de la explotación industrial de petróleo, aproximadamente en 1980. 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 en 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 superficiales 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 Kleeper No. 1 con resultados desalentadores. Posteriormente con el empleo de mayores volúmenes y se 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 6000 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.

Capítulo 2. Conceptos Básicos para una estimulación Matricial

2.1 INTRODUCCIÓN

Para entender la estimulación matricial es importante conocer el comportamiento de los elementos del sistema integral de producción, donde se utilizan diversos métodos para analizar el flujo desde el yacimiento hasta el separador, incluyendo el flujo a través de la tubería de producción, de los estranguladores y de la línea de descarga.

La optimización de un sistema de producción depende principalmente del conocimiento que se tiene sobre los diferentes elementos que lo constituyen. Este procedimiento debe incluir, entre otras cosas, la interrelación de las caídas de presión que ocurren en el sistema integral de producción pozo – batería, es decir el estado mecánico del pozo y del equipo superficial, así como la capacidad del yacimiento y del conjunto de tuberías para producir los fluidos. Cuando se tiene un buen conocimiento sobre las condiciones del sistema, se facilita la búsqueda de las causas y las soluciones a los problemas que se presenten como lo es el daño en la formación.

2.2 DEFINICIONES GENERALES

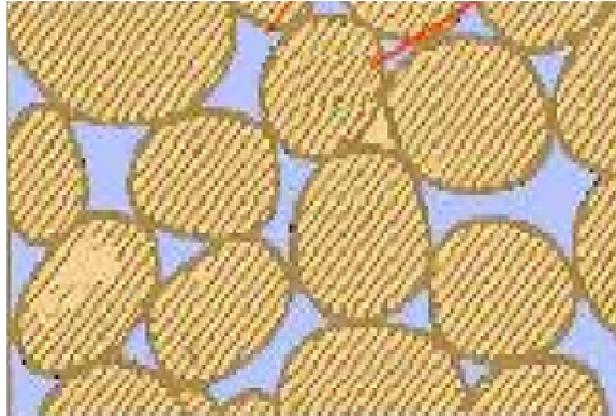
Porosidad (Φ)

Es la medida del espacio poroso en una roca para la acumulación de fluidos. Se calcula con la expresión:

$$\Phi = \frac{V_P}{V_b}$$

Donde:

- ✓ V_P : volumen de poros del medio poroso.
- ✓ V_b : Volumen total del medio poroso.



Porosidad Absoluta

Considera el volumen poroso tanto de los poros aislados como los comunicados.

Porosidad Efectiva.

Considera solamente los poros comunicados.

En el caso de una roca basáltica se puede tener una porosidad absoluta muy alta, pero muy reducida o nula porosidad efectiva. En lo sucesivo se usará Φ para referirse a la porosidad efectiva, a menos que se indique lo contrario.

Por otro lado, la porosidad puede ser primaria o secundaria, dependiendo del proceso que le dio origen.

La porosidad primaria es el resultado de los procesos originales de formación del medio poroso tales como depositación, compactación, etc.

La porosidad secundaria se debe a procesos posteriores que experimentan el mismo medio poroso, como disolución del material calcáreo por corrientes submarinas, acidificación, fracturamiento, etc.

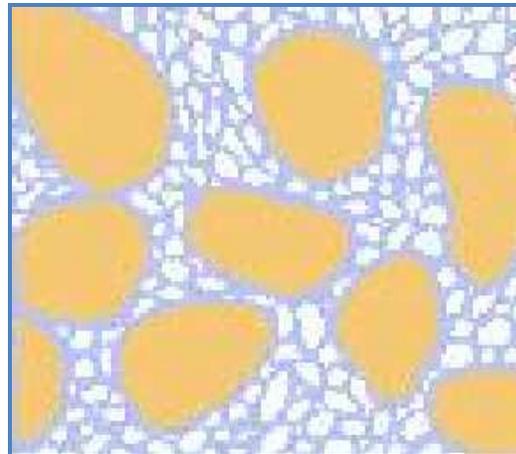
La propiedad se expresa en fracción, pero es común también expresarla en por ciento. La porosidad varía normalmente en los yacimientos entre el 5 y el 30 %.

La porosidad puede obtenerse directamente de núcleos en el laboratorio o indirectamente a partir de los registros geofísicos de explotación.

Saturaciones (S)

La saturación de un fluido en un medio poroso es una medida de volumen de fluidos en el espacio poroso de una roca, a las condiciones de presión y temperatura a que se encuentra en el yacimiento.

$$S_f = \frac{V_f}{V_p} = \frac{\text{volumen del fluido}}{\text{volumen poroso}}$$



$$S_o = \frac{V_o}{V_p} \quad S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad S_g = \frac{V_g}{V_p}$$

Dependiendo las condiciones a las que se encuentre existen diferentes formas de clasificar las saturaciones, dentro de las más comunes tenemos:

Saturación inicial:

Será aquella a la cual es descubierto el yacimiento, también se le denomina saturación congénita y es el resultado de los medios acuosos donde se forman los hidrocarburos, dependiendo su valor el agua congénita podrá tener movimiento o no.

Saturación residual:

Es aquella que se tiene después de un periodo de explotación en una zona determinada, dependiendo el movimiento de los fluidos, los procesos a los cuales se está sometiendo el yacimiento y el tiempo, esta puede ser igual, menor ó en casos excepcionales mayor que la saturación inicial.

Saturación Crítica:

Será aquella a la que un fluido inicia su movimiento dentro del medio poroso. En todos los yacimientos de hidrocarburos existe agua y la saturación inicial puede variar comúnmente entre 10 y 30 %. En yacimientos con entrada de agua natural o artificial, puede alcanzar valores del orden del 50% ó más y residuales de aceite del orden del 40%.

Las saturaciones de fluido pueden obtenerse directamente de núcleos preservados, en el laboratorio o indirectamente a partir de registros geofísicos de explotación.

Permeabilidad (K).

Es una medida de capacidad de una roca para permitir el paso de un fluido a través de ella. La permeabilidad puede ser absoluta, efectiva o relativa.

Permeabilidad absoluta

Es la propiedad de la roca que permite el paso de un fluido, cuando se encuentra saturada al 100% de ese fluido.

Ecuación de Darcy (flujo en medios porosos)

En 1856, en la ciudad francesa de Dijon, el ingeniero Henry Darcy fue encargado del estudio de la red de abastecimiento a la ciudad. Parece que también debía diseñar filtros de arena para purificar el agua, así que se interesó por los factores que influían en el flujo del agua a través de los materiales arenosos, y presentó el resultado de sus trabajos como un apéndice a su informe de la red de distribución. Ese pequeño apéndice fue la base de todos los estudios físico-matemáticos posteriores sobre el flujo del agua subterránea.

En los laboratorios actuales disponemos de aparatos muy similares al que utilizó Darcy, y que se denominan permeámetros de carga constante.

Básicamente un permeámetro es un recipiente de sección constante por el que se hace circular agua conectando a uno de sus extremos un depósito elevado de nivel constante. En el otro extremo se regula el caudal de salida mediante un grifo que en cada experimento mantiene el caudal también constante.

Finalmente, se mide la altura de la columna de agua en varios puntos (como mínimo en dos, como en la Figura 2.1).

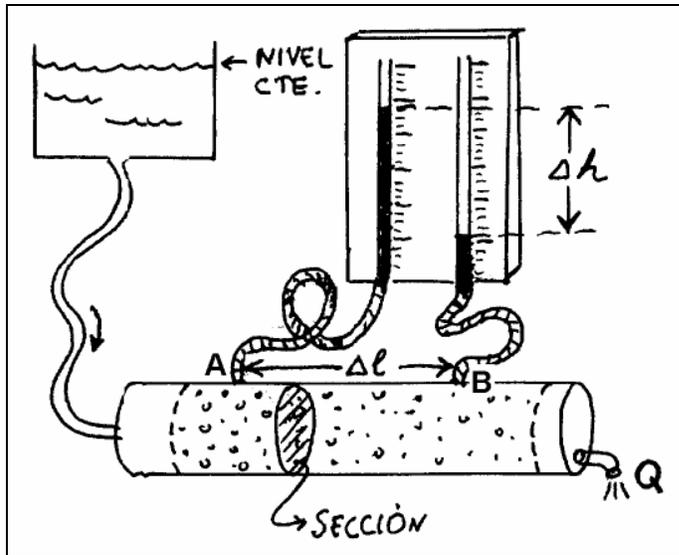


Figura 2.1

Figura 2.1 Parámetro de carga constante.

Q = Caudal

Δh = Diferencia de Potencial entre A y B.

$$\text{Gradiente Hidráulico} = \frac{\Delta h}{\Delta l}$$

Darcy encontró que el caudal que atravesaba el permeámetro era linealmente proporcional a la sección y al gradiente hidráulico.

- ✓ Gradiente es el incremento de una variable entre dos puntos del espacio, en relación con la distancia entre esos dos puntos. Si la variable considerada fuera la altitud de cada punto, el gradiente sería la pendiente entre los dos puntos considerados.
- ✓ Si entre dos puntos situados a 2 metros de distancia existe una diferencia de temperatura de 8°C , diremos que hay entre ellos un gradiente térmico de $4^{\circ}\text{C}/\text{metro}$. Cuanto mayor sea ese gradiente térmico, mayor será el flujo de calorías de un punto a otro. Análogamente la diferencia de potencial eléctrico entre dos puntos se puede expresar como un gradiente que produce el flujo eléctrico entre esos puntos, etc.

Es decir: variando el caudal con el grifo y/o moviendo el depósito elevado, los niveles del agua en los tubos varía. Podemos probar también con permeámetros de distintos diámetros y midiendo la altura de la columna de agua en puntos más o menos próximos. Pues bien: cambiando todas las variables, siempre que utilicemos la misma arena, se cumple que:

$$Q = \text{cte} \times \text{sección} \times \frac{\Delta h}{\Delta l}$$

(Ver Figura 2.1 para el significado de las variables)

Darcy encontró que utilizando otra arena (más gruesa o fina, o mezcla de gruesa y fina, etc.) y jugando de nuevo con todas las variables, se volvía a cumplir la ecuación anterior, pero que la constante de proporcionalidad lineal era otra distinta. Concluyó, por tanto, que esa constante era propia y característica de cada arena y la llamó permeabilidad (K).

Como el caudal Q está en L³/T, la sección es L², e Δh e Δl son longitudes, se comprueba que las unidades de la permeabilidad (K) son las de una velocidad (L/T).

Actualmente, la Ley de Darcy se expresa de esta forma:

$$q = -K \left(\frac{dh}{dl} \right)$$

donde:

q = Q/sección (es decir: caudal que circula por m² de sección)

K = Conductividad Hidráulica (mejor que “permeabilidad”)

dh/dl = gradiente hidráulico expresado en incrementos infinitesimales (el signo menos se debe a que el caudal es una

magnitud vectorial, cuya dirección es hacia los Δh decrecientes; es decir, que Δh o dh es negativo y, por tanto, el caudal será positivo)

Velocidad real y velocidad de Darcy

Sabemos que en cualquier conducto por el que circula un fluido se cumple que:

$$\text{Caudal} = \text{Sección} \times \text{Velocidad}$$

$$L^3/T = L^2 \times L/T$$

Si aplicamos esta consideración al cilindro del permeámetro de Darcy, y calculamos la velocidad a partir del caudal y de la sección, que son conocidos, obtendremos una velocidad falsa, puesto que el agua no circula por toda la sección del permeámetro, sino solamente por una pequeña parte de ella. A esa velocidad falsa (la que llevaría el agua si circulara por toda la sección del medio poroso) se denomina “velocidad Darcy” o “velocidad de flujo”:

$$\text{Velocidad Darcy} = \text{Caudal} / \text{Sección total}$$

Esa parte de la sección total por la que puede circular el agua es la porosidad eficaz; si una arena tiene una porosidad del 10% (0.10), el agua estaría circulando por el 10% de la sección total del tubo.

Y para que el mismo caudal circule por una sección 10 veces menor, su velocidad será 10 veces mayor. Por tanto, se cumplirá que:

$$\text{Velocidad Real} = \text{Velocidad Darcy} / m_e$$

$$(m_e = \text{porosidad eficaz})$$

Considerando la cuestión con más precisión, esto sólo sería exacto si el agua siguiera caminos rectilíneos, cuando en la realidad no es así. Por tanto, la “Velocidad Real”, hay que denominarla “Velocidad lineal media”. Entonces se cumpliría que:

$$\text{Velocidad Real (real de verdad)} = \text{Velocidad lineal media} \times \text{coeficiente}$$

Ese coeficiente depende de la tortuosidad del medio poroso, y suele valer de 1.0 a 1.2 en arenas.

Limitaciones de la Ley de Darcy

La Ley de Darcy es falsa (o no suficientemente precisa) por dos razones:

1. La constante de proporcionalidad **K no es propia y característica del medio poroso**, sino que también depende del fluido

El factor K, puede descomponerse así: $K = k \frac{\gamma}{\mu}$

Donde:

K = permeabilidad de Darcy o conductividad hidráulica

k = Permeabilidad intrínseca (depende sólo del medio poroso)

γ = peso específico del fluido

μ = viscosidad dinámica del fluido

Esta cuestión es fundamental en geología del petróleo, donde se estudian fluidos de diferentes características. En el caso del agua, la salinidad apenas hace variar el peso específico ni la viscosidad. Solamente habría que considerar la variación de la viscosidad con la temperatura, que se duplica entre 5 y 35 ° C, con lo que se duplicaría la permeabilidad de Darcy y también

el caudal circulante por la sección considerada del medio poroso. Afortunadamente, las aguas subterráneas presentan mínimas diferencias de temperatura a lo largo del año en un mismo acuífero.

Por tanto, aunque sabemos que K depende tanto del medio como del propio fluido, como la parte que depende del fluido normalmente es despreciable, para las aguas subterráneas a efectos prácticos asumimos que la K de Darcy, o conductividad hidráulica es una característica del medio poroso.

2. En algunas circunstancias, **la relación entre el caudal y el gradiente hidráulico no es lineal**. Esto puede suceder cuando el valor de K es muy bajo o cuando las velocidades del flujo son muy altas.

En el primer caso, por ejemplo, calculando el flujo a través de una formación arcillosa, el caudal que obtendríamos aplicando la Ley de Darcy sería bajísimo, pero en la realidad, si no se aplican unos gradientes muy elevados, el agua no llega a circular, el caudal es 0.

En el segundo caso, si el agua circula a gran velocidad, el caudal es directamente proporcional a la sección y al gradiente, pero no linealmente proporcional, sino que la función sería potencial:

$$q = -K \left(\frac{dh}{dl} \right)^n$$

donde el exponente n es distinto de 1.

En el flujo subterráneo las velocidades son muy lentas y prácticamente siempre la relación es lineal, salvo en las proximidades de captaciones bombeando en ciertas condiciones.

Permeabilidad efectiva (K_o , K_g , K_w)

La permeabilidad efectiva a un fluido es la permeabilidad del medio a ese fluido cuando su saturación es menor del 100%.

K_o = permeabilidad efectiva al aceite.

K_g = permeabilidad efectiva al gas.

K_w = permeabilidad efectiva al agua.

A continuación se muestra una grafica típica de permeabilidades efectivas para un sistema aceite-agua en un medio poroso mojado por agua (Figura 2.2):

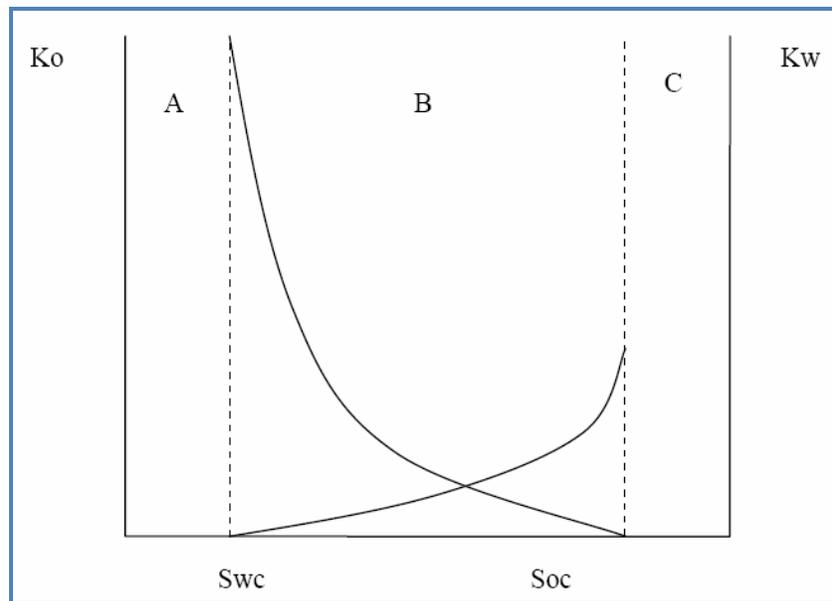


Figura 2.2

En la región A solo fluye aceite.

En la región B fluyen simultáneamente aceite y agua

En la región C solo fluye agua.

Se hace notar que la saturación de agua tiene un valor de 0.5, la permeabilidad efectiva al aceite es mayor que la efectiva al agua.

Permeabilidad relativa (K_{ro} , K_{rg} , K_{rw})

La permeabilidad relativa a un fluido es la relación de la permeabilidad efectiva a ese fluido a la permeabilidad absoluta.

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k} \quad k_{rg} = \frac{k_g}{k} \quad k_{rw} = \frac{k_w}{k}$$

Gráfica típica de permeabilidades relativas (Figura 2.3):

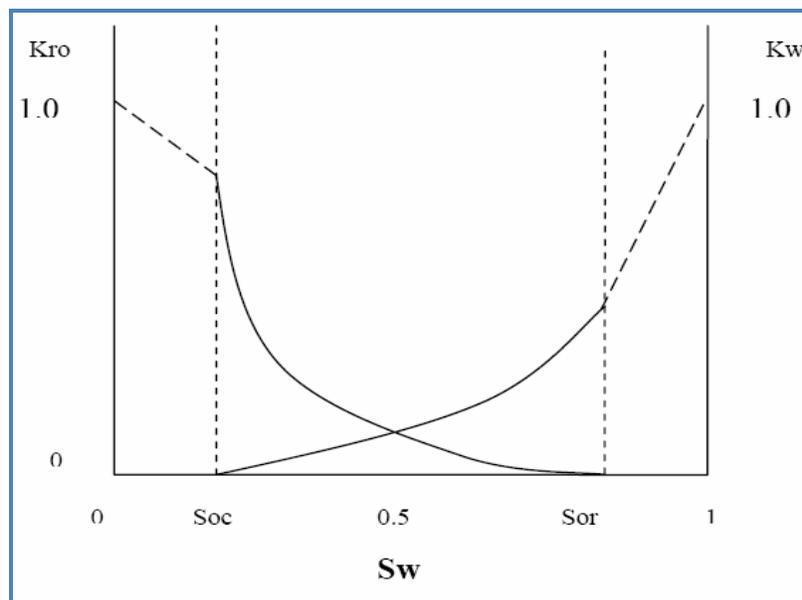


Figura 2.3

Existen algunas reglas empíricas por medio de las cuales es posible inferir si una formación es mojada por agua o por aceite, la más conocida de ellas es la expresada por Craig y colaboradores la cual está resumida en la siguiente tabla.

	AGUA	ACEITE
1. Saturación de agua congénita	Usualmente mayor del 20% del volumen rocoso	Generalmente menor del 15%
2. Saturación en la cual 3. $K_{rw} = K_{ro}$	Mayor del 50% de S_w	Menor del 50% de S_w
4. Permeabilidad relativa al agua, al máximo punto de saturación de agua	Generalmente menor del 30%	Mayor del 50% y tiende al 100%

Energías y fuerzas del yacimiento.

Las fuerzas naturales que retienen los hidrocarburos en el yacimiento, pero que también los desplazan son: inercia, atracción gravitacional, atracción magnética, atracción eléctrica, presión, tensión superficial, tensión interfacial y presión capilar.

Tensión interfacial σ .

Es el resultado de los efectos moleculares por los cuales se forma una interfase que separa dos líquidos. Si $\sigma = 0$ se dice que los líquidos son miscibles entre sí, como el agua y el alcohol. Un ejemplo clásico de fluidos inmiscibles se tiene con el agua y el aceite. En el caso de una interfase gas-líquido, se le llama tensión superficial.

Fuerzas capilares.

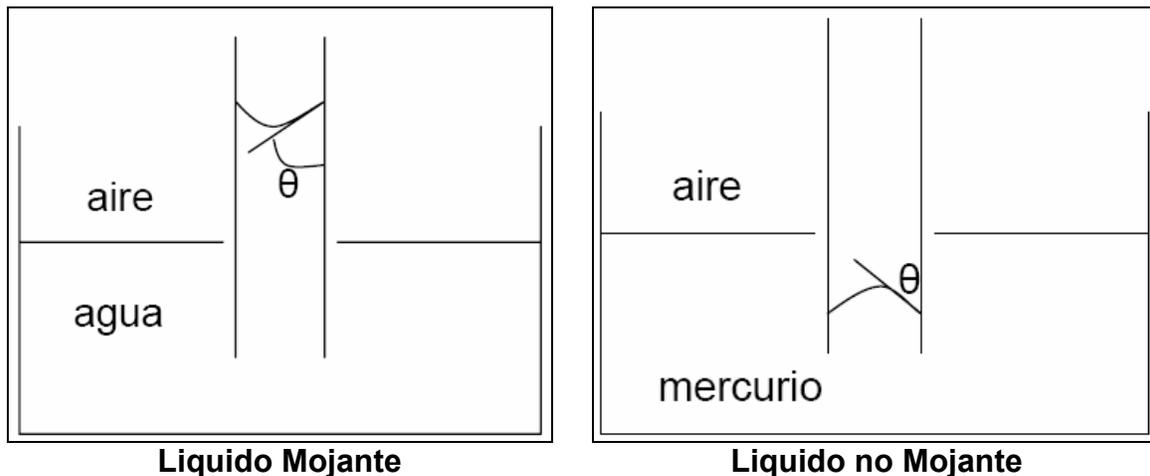
Son el resultado de los efectos combinados de las tensiones interfaciales y superficiales, de tamaño y forma de los poros y del valor relativo de las fuerzas de cohesión de los líquidos, es decir de las propiedades de mojabilidad del sistema roca-fluidos.

Mojabilidad.

Es la tendencia de un fluido a extenderse o adherirse sobre una superficie sólida, en presencia de otro fluido y se mide por el ángulo de contacto. Si la roca es mojada por aceite se dice que es oleofílica y si lo es por agua será hidrófila.

Presión capilar.

Es la diferencia de presiones que existe en la interfase que separa dos fluidos inmiscibles, uno de los cuales moja preferente la roca. También se define la **presión capilar** como la capacidad que tiene el medio poroso de succionar el fluido que la moja y de repeler al no mojante.



2.3 SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN

Yacimiento

Es la porción de una trampa geológica que contiene hidrocarburos y que se comporta como un sistema interconectado hidráulicamente. Algunos yacimientos están asociados a grandes volúmenes de agua denominados acuíferos. Los hidrocarburos parcialmente ocupan los poros o huecos de la roca almacenadora y normalmente están a la presión y temperatura debidas a las profundidades a que se encuentra el yacimiento.

Pozo

Es un agujero que se hace a través de la roca hasta llegar al yacimiento y en el cual se instalan tuberías y otros elementos con el fin de establecer un flujo de fluidos controlado desde el yacimiento hasta la superficie.

Tubería de descarga

Conducto de acero cuya finalidad es transportar la mezcla de hidrocarburos y agua desde la cabeza del pozo hasta la batería de separación

Estrangulador

Aditamento instalado en pozos productores para establecer una restricción al flujo de fluidos y así obtener el gasto deseado

Separadores

Son equipos utilizados para separar la mezcla de aceite, gas y agua que proviene del pozo; pueden ser verticales, horizontales o esféricos

Tanques de almacenamiento

Son recipientes metálicos de gran capacidad para almacenar la producción de hidrocarburos; pueden ser instalados en tierra firme o pueden ser buque tanques, ambos con capacidades de 100 mil a 500 mil barriles.

Pozo Fluyente

Para llevar a cabo el análisis de un pozo fluyente, es necesario cubrir dos aspectos fundamentales: En primer lugar tener una concepción muy clara del mecanismo de flujo que siguen los fluidos producidos, desde la frontera de drene del yacimiento, hasta la central de recolección o batería de separadores. En segundo término disponer de la metodología y herramientas de cálculo, que permiten predecir el comportamiento del sistema en general. El sistema integral del flujo está constituido por cuatro partes principales que son:

1. Flujo en el yacimiento
2. Flujo en tuberías
3. Flujo en el estrangulador
4. Flujo en líneas de descarga

Cabe de mencionar que cualquier variación de presión ocasionada dentro del sistema, se refleja el comportamiento general del mismo, por lo que todo análisis deberá hacerse sobre la base del sistema integral de flujo.

Flujo en el yacimiento

Esta parte se refiere al estudio del comportamiento de flujo al pozo que siguen los fluidos, desde su frontera de drene hasta el pozo.

Para saber si un pozo produce en forma apropiada, es necesario conocer su potencial. El potencial es el gasto máximo que aportaría un pozo si se le impusiera el mejor conjunto de condiciones posibles. El potencial debe compararse con lo que el pozo es capaz de producir en las condiciones en las que se encuentra. El conocimiento del yacimiento, las propiedades de los fluidos, estado actual de depresionamiento, saturaciones de fluidos, permeabilidades relativas, daño al pozo y las características de la T.P. y L.D. permiten determinar lo que un pozo en particular puede producir.

En la 2.3.1 se muestran las curvas típicas que representan el comportamiento de flujo en el yacimiento de un pozo. En la línea A, la tendencia es una recta que se presenta cuando la presión de fondo fluyendo es mayor a la presión de saturación. A presiones de fondo fluyendo menores a P_b el comportamiento observa la tendencia de la línea B. Al depresionarse el yacimiento puede esperarse un comportamiento como el de las líneas C y D.

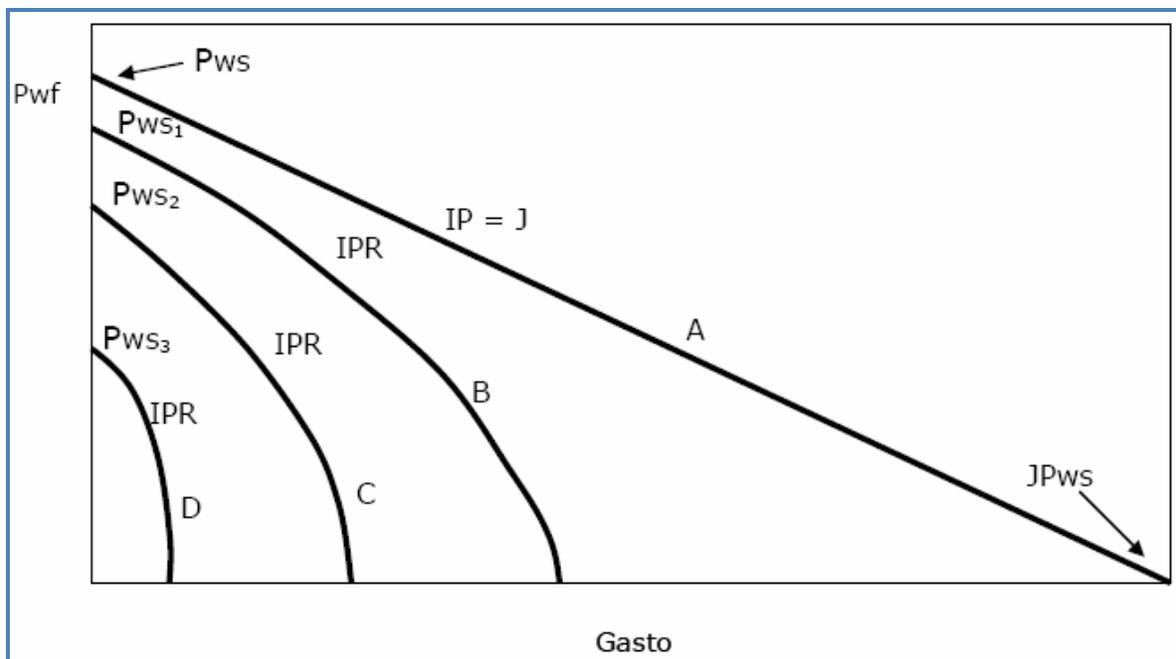


Figura 2.3.1 Curvas típicas del comportamiento de afluencia del yacimiento al pozo.

En relación a la misma figura, cuando la presión de fondo fluyendo es mayor a la presión de saturación la pendiente de la recta es constante y entonces:

$$J = IP \text{ (línea A)}$$

Cuando $P_{wf} < P_b$ se considera un comportamiento no lineal al que se conoce como IPR (líneas B, C y D). El gasto teórico máximo que se obtendría de un pozo cuando $P_{wf} = 0$ se conoce como q_{max} .

IP en Yacimientos bajosaturados.

Suponiendo un índice de productividad constante, independientemente de la producción a condiciones superficiales y con producción de aceite y agua, se puede emplear la siguiente ecuación:

$$J = IP = q(P_{ws} - P_{wf})$$

O bien, considerando flujo radial para un yacimiento homogéneo, horizontal, uniforme y de poca compresibilidad, la ecuación de *Darcy*:

$$J = IP = \frac{7083 * h}{\left(\ln \frac{r_e}{r_w}\right) - 0.75 + S + Dq} \left[\frac{k_o}{B_o * \mu_o} + \frac{k_w}{B_w * \mu_o} \right]$$

Donde:

S = Es el factor total de daño a la formación, el cual puede ser determinado mediante pruebas de presión en los pozos.

Dq = Es el término por flujo turbulento, generalmente despreciado cuando se está produciendo a gastos bajos y para formaciones de baja permeabilidad.

El comportamiento de afluencia en esta etapa de producción se muestra en la línea A. Se observa que a cualquier gasto la J es la misma. Cuando $q = 0$ entonces $P_{wf} = P_{ws}$ y si $P_{wf} = 0$ entonces $q_{max} = J \times P_{ws}$. En la figura 2.3.2 se muestra el comportamiento de flujo para tres pozos productores de un mismo yacimiento, pero con diferente J . Se infiere que si las características de la formación y sus fluidos son las mismas, las diferencias en los valores de J se deben al daño en la formación.

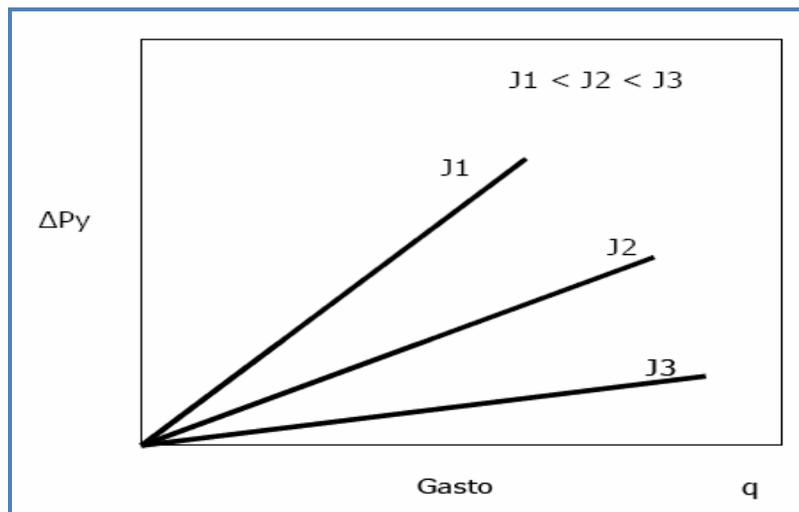


Figura 2.3.2 Curvas típica del comportamiento de J

IPR en Yacimientos saturados

Cuando existe flujo en dos fases en el yacimiento la relación la ecuación anterior no se cumple, pues el valor de la pendiente cambia continuamente en función del abatimiento en la presión (Figura 2.3.3). Esto se justifica al entender que: si $P_{wf} < P_b$, el abatimiento continuo de la presión permite la liberación de gas. Como consecuencia, la K_{rg} se incrementa por encima de la K_{ro} , el IP aumenta. El efecto resultante de esta serie de fenómenos es un comportamiento de afluencia (IPR) no lineal.

De lo anterior se concluye que el IP para cualquier gasto de producción, siempre que $P_{wf} > P_b$, será la primera derivada del gasto con respecto al abatimiento de presión, esto es:

$$IP = IPR = dq / dP_{wf}$$

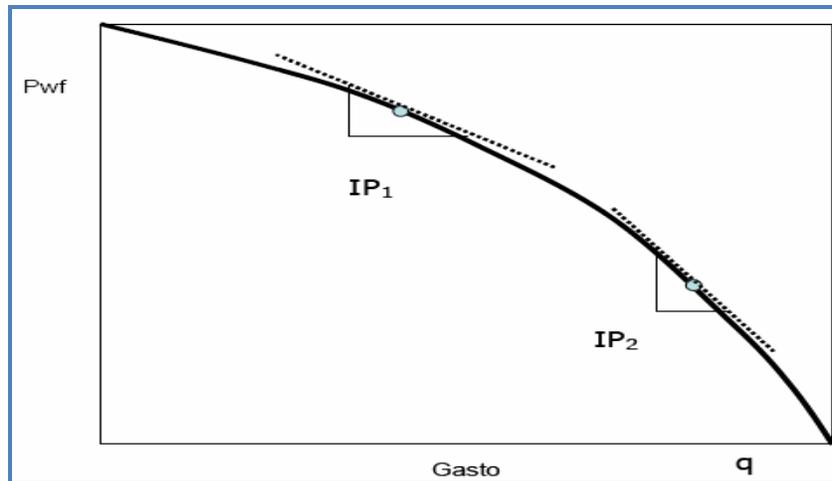


Figura 2.3.3 Variación de IP para yacimientos bajosaturados

Puesto que el método de *Vogel* es aplicable únicamente a pozos en donde la presión de fondo flujo se encuentra por debajo de la presión de saturación, es necesario contar con un procedimiento general que permita calcular curvas de IPR para presiones de fondo flujo mayores y menores de la presión de saturación.

La Fig. figura 2.3.4 ilustra los conceptos empleados en el desarrollo de este método, basado en un comportamiento lineal arriba de la presión de saturación (flujo monofásico) y un comportamiento no lineal debajo de la presión de saturación (flujo bifásico) descrito por la ecuación de *Vogel*.

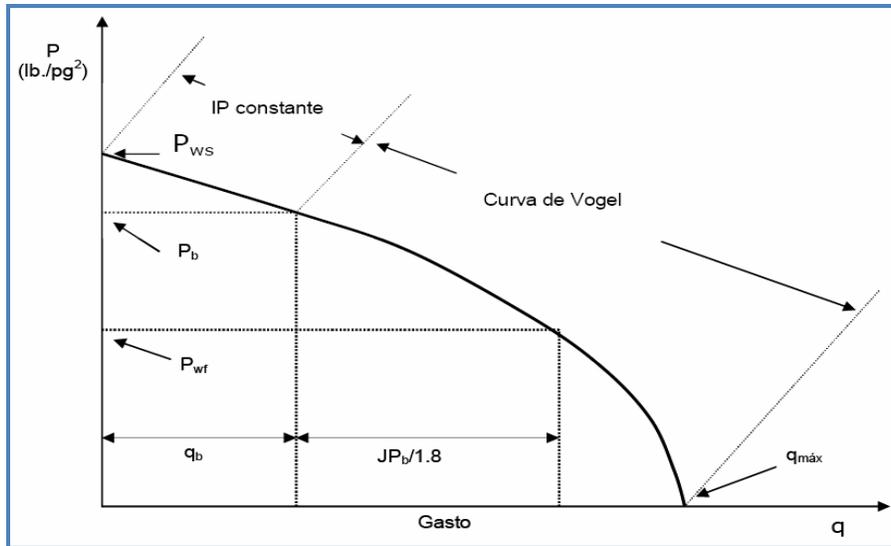


Figura 2.3.4 Comportamiento de afluencia generalizado

2.4 ANÁLISIS NODAL

Definición

Es el estudio del flujo de fluidos en un sistema de producción, el cual se divide en flujo en el yacimiento, en la tubería vertical y en la tubería horizontal.

Características

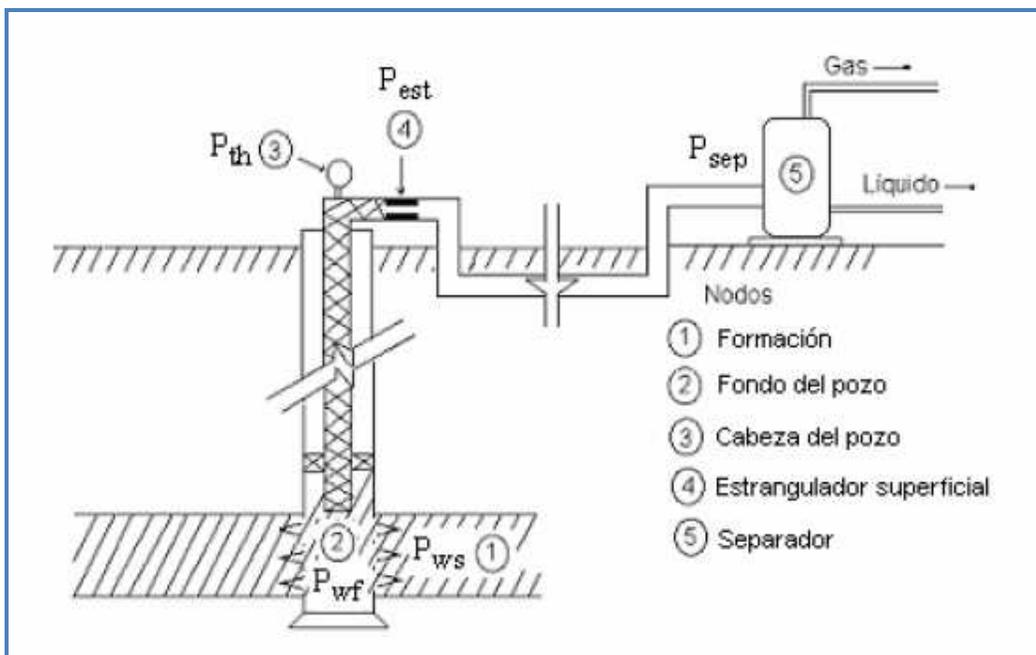
Se le llama análisis nodal porque divide al sistema de flujo en partes, con la finalidad de predecir el gasto y la presión en los nodos (uniones de las partes) o en los extremos del sistema.

Objetivos

1. Predecir el comportamiento del flujo en las condiciones actuales
2. Predecir el comportamiento del flujo al variar los parámetros en algún nodo
3. Tomar decisiones para optimizar las condiciones de flujo.

Condiciones

1. Siempre debe conocerse la presión al inicio y al final del sistema.
2. En el nodo solución la presión y el gasto deben ser idénticos para cada subsistema.
3. Los nodos solución pueden ser los extremos del sistema o los puntos de unión entre subsistemas.



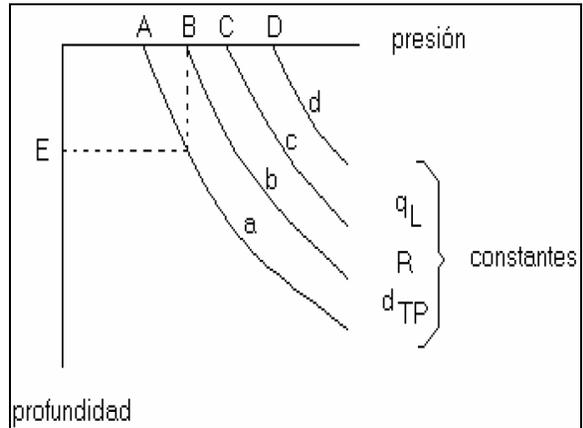
Nodos principales en un Sistema Integral de Producción.

Análisis de Curvas de Gradiente

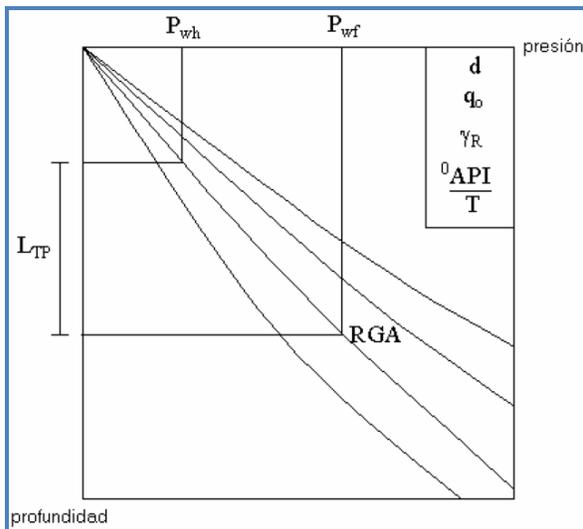
Son gráficas de profundidad vs presión que permiten calcular la distribución de presión en la tubería de producción. Se generan a partir de correlaciones de flujo multifásico y/o experimentos de flujo.

Los parámetros a medir son:

- ❖ Diámetros de la tubería
- ❖ Densidad relativa del aceite.
- ❖ Profundidad de la tubería
- ❖ Presión de fondo fluyendo.
- ❖ Presión en la cabeza del pozo
- ❖ Producción brote de líquidos.
- ❖ Relación gas – líquido.
- ❖ Temperatura de flujo.



Las curvas de gradiente de presión consideran una presión en la boca del pozo igual a cero, para diferentes relaciones gas – aceite, manteniendo constantes: gastos, diámetros de tubería y densidad del fluido.



Estas curvas se utilizan para calcular la presión en la cabeza del pozo a partir de la presión de fondo fluyendo y viceversa.

2.5 TIPO Y CLASIFICACION DE YACIMIENTOS.

Clasificación de los yacimientos.

- ✓ De acuerdo con el tipo de roca almacenadora.
 - ❖ Arenas: Cuya porosidad se debe a la textura de los fragmentos que la forman. Pueden ser arenas limpias o sucias. Estas con limo, cieno, lignito, bentonita, etc.
 - ❖ Calizas porosas cristalinas: Su porosidad primaria es muy baja, es porosidad inter-cristalina, puede tener espacios poros muy importantes debidos a la disolución.
 - ❖ Calizas eolíticas: Su porosidad es intermolecular.
 - ❖ Calizas detríticas: Están formadas por la acumulación de fragmentos de material calcáreo.
 - ❖ Calizas fracturadas y/o con cavernas: Son sumamente atractivas por su alta permeabilidad debida al fracturamiento o a la comunicación entre las cavernas.
 - ❖ Areniscas: Son arenas cementadas por materiales calcáreos o silicos.
 - ❖ Calizas dolomíticas: Combinación de carbono con magnesio.

- ✓ De acuerdo con el tipo de trampa.
 - ❖ Estructuras, como los anticlinales.
 - ❖ Por penetración de domos salinos
 - ❖ Por fallas.
 - ❖ Estratigráficos: por cambio de facies, por discordancias, por disminución de la permeabilidad, por acuñamiento.
 - ❖ Mixtos o por combinación: donde intervienen más de un tipo de los anteriores.

- ✓ De acuerdo al tipo de fluidos almacenados.
 - ❖ De aceite y gas disuelto.
 - ❖ De aceite, gas disuelto y gas libre (casquete).
 - ❖ De gas seco.
 - ❖ De gas húmedo.
 - ❖ De gas y condensado retrogrado.

- ✓ De acuerdo con la presión original en yacimiento de aceite.
 - ❖ Bajo saturados: La presión inicial es mayor que la saturación. Todo el gas esta disuelto.
 - ❖ Saturados: La presión inicial es igual o menor que la de saturación. Cuando $p_i < p_b$, hay gas libre, ya sea disperso o en el casquete.
 - ❖ De acuerdo con el tipo de empuje predominante.
 - ❖ Por expansión de fluidos y la roca ($P_i > P_b$).
 - ❖ Por expansión de gas disuelto liberado ($P_i < P_b$ o P_{sat}).
 - ❖ Por expansión del gas libre (casquete).

 - ❖ Por segregación gravitacional.

 - ❖ Por empuje hidráulico.

 - ❖ *Por empujes combinados.*

 - ❖ *Por empujes artificiales.*

Comportamiento de Diagrama de Fases

El comportamiento de fase de sistemas multicomponentes de hidrocarburos en la región líquido-vapor es muy semejante al comportamiento de fase de sistemas de dos componentes puros. Sin embargo, los rangos de presión y temperatura en los cuales las dos fases existen se incrementan

significativamente si el sistema llega a ser más complejo con un gran número de diferentes componentes puros.

Es decir, conforme el número y complejidad de las moléculas en una mezcla de hidrocarburos se incrementa, la separación entre las líneas de *puntos de burbuja* y *puntos de rocío* sobre el diagrama de fase es mucho mayor, existiendo una amplia variedad de presiones críticas y temperaturas críticas así como diferentes localizaciones de los *puntos críticos* sobre las envolventes de saturación.

Se presenta un diagrama de presión-temperatura (Figura 2.4) para un sistema multicomponente con una composición total específica.

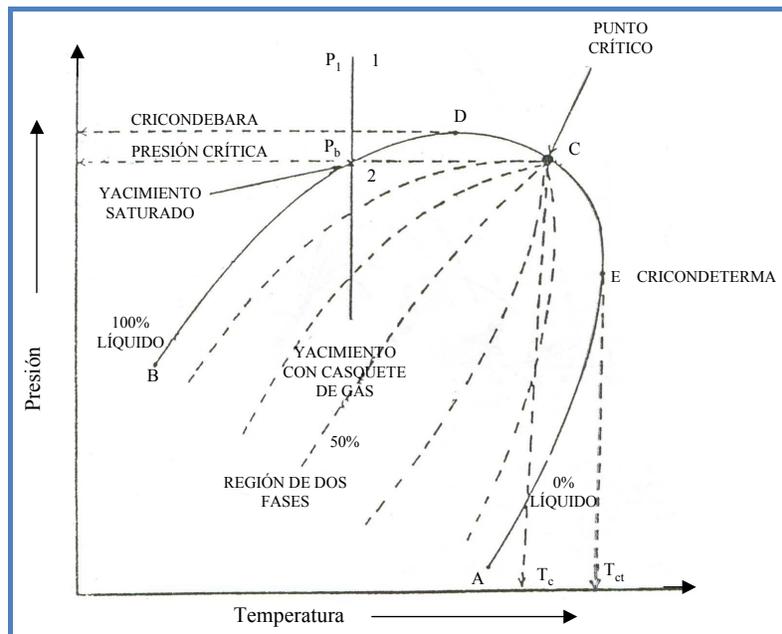


Figura 2.4 Diagrama de fase de presión-temperatura para un sistema multicomponente.

Los diagramas de fase presión-temperatura para sistemas multicomponentes se emplean esencialmente para clasificar los yacimientos petroleros en función del tipo de fluidos que contiene, clasificar los sistemas de hidrocarburos que ocurren en forma natural y para describir el comportamiento de fase de los fluidos del yacimiento.

Se pueden observar los elementos siguientes:

Curva de puntos de burbuja: La curva de puntos de burbuja (línea BC) se define como la línea que separa la región de la fase líquida de la región de dos fases (vapor-líquido).

Curva de puntos de rocío: La curva de puntos de rocío (línea AC) se define como la línea que separa la región de la fase de vapor de la región de dos fases (vapor-líquido).

Punto crítico: El punto crítico de una mezcla multicomponente se refiere como el estado a determinada presión y temperatura en la cual todas las propiedades intensivas de las fases líquido y vapor son idénticas (punto C). En el punto crítico, la correspondiente presión y temperatura se denominan presión crítica, p_c , y temperatura crítica, T_c , de la mezcla.

Cricodenterma, T_{ct} : La cricodenterma se define como la temperatura máxima por arriba de la cual la fase líquida no se puede formar independientemente de la presión que se tenga (punto E). La presión en el punto E se denomina presión cricodenterma, p_{ct} .

Cricondenbara, p_{cb} : La cricondenbara es la presión máxima por arriba de la cual la fase de vapor (gas) no se puede formar independientemente de la temperatura que se tenga (punto D). La temperatura en el punto D se denomina temperatura cricondenbara, T_{cb} .

Líneas de calidad: Las líneas interrumpidas dentro de la región de dos fases del diagrama de fase de presión-temperatura se denominan líneas de calidad. Estas líneas proporcionan las condiciones de presión y temperatura para volúmenes equivalentes de líquidos. Observe que todas las líneas de calidad convergen en el punto crítico, C.

A continuación se presenta la clasificación de los yacimientos petroleros en función del tipo de fluidos que contiene.

La localización del punto crítico, así como la forma y tamaño del diagrama de fase son función del tipo de fluidos que contiene el yacimiento. Se observará que existe una gran separación entre la presión crítica y la máxima presión de la envolvente de fases (cricondenbara) para mezclas ligeras de hidrocarburos. De igual manera que existe una gran separación entre la temperatura y la temperatura máxima de la envolvente de fases (cricodenterma) para cualquier mezcla de hidrocarburos.

Tipos de fluidos en los yacimientos petroleros

Existen cinco tipos de yacimientos petroleros en función del tipo de fluido. Estos yacimientos se denominan comúnmente de aceite negro, aceite volátil, gas y condensado, gas húmedo y gas seco.

El tipo de fluido en un yacimiento debe de identificarse al momento del descubrimiento o bien durante las etapas iniciales de la vida de explotación del mismo. El conocimiento del tipo de fluido que contiene el yacimiento, es un factor clave en varias de las decisiones que se deben de realizar para la explotación óptima del yacimiento.

Tabla de diagrama de fases de los cinco tipos de yacimientos

tipo	Yacimiento de aceite y gas		Yacimiento de Gas y Condensado		
	De bajo encogimiento (Aceite Negro)	De alto Encogimiento (Aceite Volátil)	Gas y condensado	Gas humedo	Gas seco
Características					
Diagrama de Fases					
Temperatura	$T_y < T_c$	$T_c \geq T_y$	$T_c < T_y < T_{cr}$	Cricondenferma $< T_y$	Cricondenferma $< T_y$
Punto critico	P.C a la derecha de la Cricondenferma	P.C cercano a la Cricondenferma	P.C a la izquierda de la Cricondenferma	P.C a la izquierda de la Cricondenferma	P.C a la izquierda de la Cricondenferma
Estado en el yacimiento	Si $P > P_b$ @ T_y yacimiento Bajosaturado [1 fase] Si $P < P_b$ @ T_y yacimiento Saturado [2 fases]	Si $P > P_b$ @ T_y yacimiento Bajosaturado [1 fase] Si $P < P_b$ @ T_y yacimiento Saturado [2 fases]	Si $P > P_b$ @ T_y yacimiento Bajosaturado [1 fase] Si $P < P_b$ @ T_y yacimiento Saturado [2 fases]	P_y nunca entra a la región de dos fases, en el yacimiento siempre esta en estado gaseoso	P_y nunca entra a la región de dos fases. En el yacimiento siempre se esta en estado gaseoso
Curvas de calidad	Muy pegado a la línea de Punto de rocío	Mas separado de la Línea de rocío	Tienden a pegarse a la Línea de puntos de burbuja	Mas pegados a la línea de puntos de burbuja	Casi pegados a la línea de puntos de burbuja
Singularidades	—	—	Fenómenos retrogados	—	—
Producción en superficie	Dentro de la región (2 fases)	Dentro de la región (2 fases)	Dentro de la región (2 fases)	Dentro de la región (2 fases)	Dentro de la región (1 fase)
Composición	Grandes cantidades de Pesados en la mezcla original	Grandes cantidades de Intermedios en la mezcla original	Regulares cantidades de Intermedios en la mezcla original	Pequeñas cantidades De intermedios en la Mezcla original	Casi puros componentes ligeros en la mezcla original
RGA [m^3/m^3]	< 200	200 --- 1,000	500 --- 15,000	10,000 --- 20,000	$< 20,000$
Densidad líquido [g/cm^3]	> 0.85	0.85 --- 0.75	0.80 --- 0.75	0.80 --- 0.75	> 0.75

Capítulo 3. Daño a la formación

3.1 INTRODUCCIÓN

Cuando un pozo no produce de la forma esperada, existe la posibilidad que se encuentre dañado. Si las evaluaciones indican que el yacimiento puede entregar una mayor cantidad de producto, entonces es posible que se requiera un proceso de estimulación.

Si la permeabilidad es baja, el pozo es candidato para un fracturamiento hidráulico. En aquellos casos en los que el daño haya reducido la productividad del pozo, el tratamiento adecuado es la estimulación matricial. Por lo general, el daño se relaciona con un taponamiento parcial de la formación alrededor de la vecindad del pozo. Esto reduce la permeabilidad original del área dañada, por lo que se debe eliminar el daño o crear nuevos canales que sobrepasen la zona dañada agujeros de gusano, por ejemplo.

Se inyectan fluidos en la porosidad natural del yacimiento a velocidades y presiones de matriz (por debajo de la presión y gasto de fractura). Dichas velocidades y presiones relativamente bajas son necesarias para eliminar o sobrepasar el daño localizado cerca de la vecindad del pozo. Asimismo, se limita la velocidad y la presión para evitar el fracturamiento de la formación, lo cual resultaría en una estimulación sin control de sólo parte del yacimiento.

Para disolver algunos de los constituyentes de las rocas se utilizan ácidos inorgánicos el ácido clorhídrico (HCl) o el ácido fluorhídrico (HF), por ejemplo, los cuales son relativamente baratos y de fácil obtención. Se bombea un volumen determinado de ácido en la formación para mejorar la permeabilidad de la roca y restaurar la productividad del pozo.

Dichos tratamientos no siempre incrementan la productividad del pozo. Si el diseño no es el adecuado, los tratamientos pueden reducir o incluso detener la producción. Se deben identificar las verdaderas causas de la baja productividad del pozo para garantizar que en realidad existe un daño. Asimismo, se debe identificar el tipo de daño antes de aplicar las acciones correctivas pertinentes.

3.2 PSEUDODAÑOS

La mayor caída de presión del yacimiento durante las etapas de producción se genera en las áreas del yacimiento cercanas a la vecindad del pozo “Matriz Crítica”. El flujo F a través de la matriz crítica se ve alterado debido a materiales naturales o inducidos que reducen la permeabilidad: el resultado neto es una zona dañada definida por un número adimensional llamado daño. Por lo general, estos daños son el resultado de una disminución de la permeabilidad en la matriz crítica y en los túneles de los disparos.

$$S = S_{fd} + S_t + S_{PC} + S_{perf} + S_{sps} + S_{tp}$$

- S : daño total
- S_{fd} : daño verdadero en la formación
- S_t : pseudo daño originado por terminación parcial
- S_{pc} : pseudo daño causado por la inclinación entre los ejes del pozo y de la formación (favorable)
- S_{perf} : pseudo daño por los disparos
- $S_{S_{ps}}$: otros pseudo daños por efectos del gasto y cambios de fase de los fluidos (turbulencia, gas y líquidos, etc.)
- S_{tp} : daño en los túneles de los disparos

Cuando se conoce el daño total del pozo, se puede calcular la relación de comportamiento del flujo entrante (IPR, por sus siglas en inglés). Ya se ha demostrado el beneficio que, en la mejora de la productividad del pozo, tiene la reducción del factor de daño.

El Análisis NODAL, es un enfoque sistemático para la optimización de pozos de gas y aceite, y se utiliza para evaluar detalladamente todo el sistema de producción. A continuación se enlistan los objetivos del análisis NODAL:

- ✓ Optimizar el sistema para generar el gasto de flujo deseado de la manera más económica.
- ✓ Revisar cada uno de los componentes del sistema del pozo para determinar si alguno de ellos está restringiendo el gasto de flujo de forma innecesaria.
- ✓ Permitir que el personal de ingeniería identifique rápidamente las formas de incrementar los gastos de producción.

La Figura 3.1 muestra un diagrama de un sistema de terminación de pozos. El sistema de producción está formado del (1) yacimiento, (2) la tubería de producción y (3) el equipo en superficie. Los fluidos comienzan a fluir desde el yacimiento hacia el agujero a través del intervalo de terminación;

posteriormente, fluyen a la superficie a través de la tubería de producción; finalmente fluyen al separador por medio de la tubería en superficie. Como resultado del flujo de los fluidos a través de cada segmento, se genera cierta pérdida de presión.

Para optimizar la producción del pozo, se debe analizar cada uno de los componentes del sistema de producción, individualmente y en conjunto, para evaluar la integridad del sistema de producción. La técnica gráfica del análisis NODAL se utiliza para evaluar el impacto que podría tener, en la integridad del sistema, el cambio de cualquiera de los componentes del mismo. Una vez que se han deducido las causas que podrían estar generando la falta de flujo dentro del sistema, se puede realizar el análisis de las causas más allá del mismo.

Un error común es pensar que todo el daño se encuentra en la parte interna de la formación. Sin embargo, existen otros factores que no se relacionan con daños en la formación; se les conoce como pseudodaños. Se les debe restar del valor del daño total para calcular el daño verdadero asociado con la formación.

A los daños de origen mecánico también se les conoce como pseudodaños; los que verdaderamente se originaron en la formación reciben el nombre de daños de la formación. En el mejor de los casos, cualquier tratamiento puede eliminar los daños de la formación. Sin embargo, no tienen efecto en daños de origen mecánico.

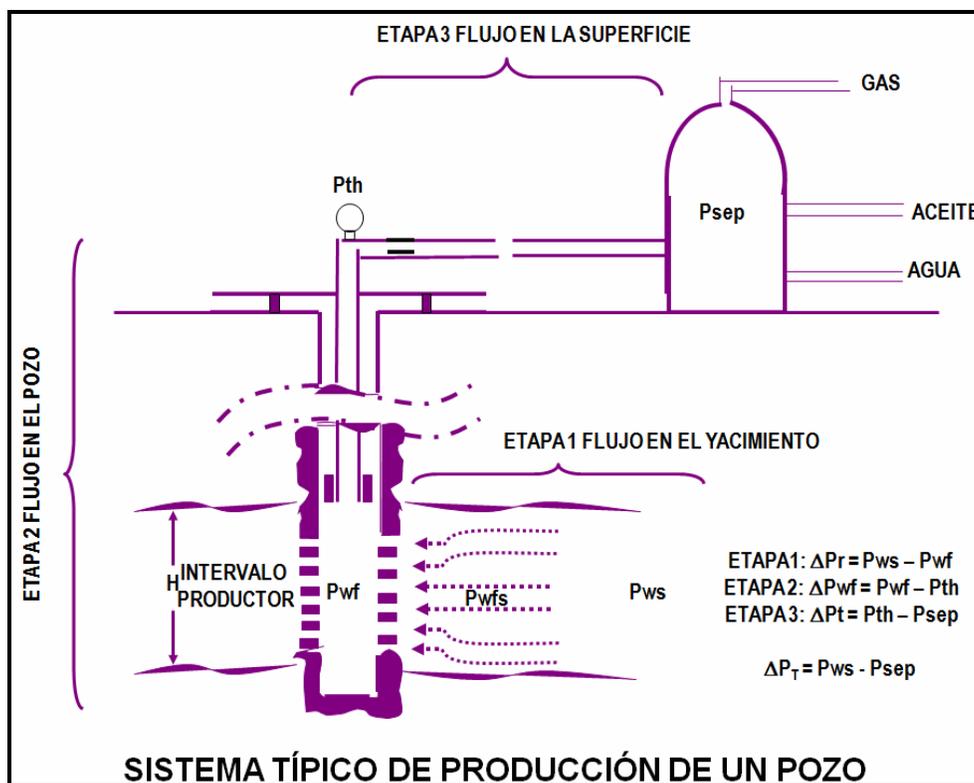


Figura 3.1. Pérdidas de presión en el sistema productor de un pozo con flujo

Los pseudodaños y la configuración del pozo

Los pseudodaños que quedan después de determinar o eliminar los daños generados durante el proceso de terminación pueden atribuirse al pozo en sí. Sin embargo, no todos los componentes del daño son resultado directo del yacimiento. Existe la posibilidad de que tengan un origen mecánico o físico. Los pseudodaños positivos los que deterioran la producción pueden ser resultado de la configuración del pozo:

- ✓ Una entrada limitada para el flujo.
- ✓ Pozos no centrados.
- ✓ Baja densidad de disparos.
- ✓ Disparos cortos.
- ✓ Determinación incorrecta de las fases de disparo.

Los pseudodaños negativos siempre existen en pozos desviados; son una función del ángulo de desviación y el espesor de la formación.

Los pseudodaños y las condiciones de producción

Las condiciones de fase y gasto también pueden resultar en caídas adicionales de presión o pseudodaños. Si las condiciones de producción de un pozo dado incluyen altos gastos de flujo, se pueden generar flujos turbulentos en los disparos e incluso en la formación (Figura 3.2). El pseudodaño positivo correspondiente es proporcional al gasto de flujo por encima de un mínimo dado. Por debajo de este valor crítico, se elimina dicho pseudodaño. La precipitación de incrustaciones en las perforaciones y alrededor de éstas puede modificar progresivamente las condiciones de flujo de un régimen Darcy a un régimen que no sea Darcy, lo cual crearía un pseudodaño adicional además del daño verdadero, resultado de incrustaciones con volumen de poro.

Si la producción del pozo se realiza con una pérdida de presión alta, la presión alrededor de la vecindad del pozo puede disminuir hasta alcanzar niveles por debajo del punto de burbuja de los hidrocarburos. Se crea así un pseudodaño positivo, resultado del bloqueo del gas.

De igual forma, al producir pozos de gas y condensado por debajo del punto de rocío, los líquidos pueden emerger alrededor de la vecindad del pozo y bloquear el flujo. Ambos fenómenos son efecto de la permeabilidad relativa, pero se manifiestan como pseudodaños positivos.

En yacimientos de arenas no consolidadas, las modificaciones de los arcos de arena alrededor de las perforaciones pueden generar daño que es dependiente de los gastos de flujo. Para ciertos valores del gasto de flujo, se pueden presentar variaciones abruptas de daño, así como liberaciones de

arenas concomitantes.

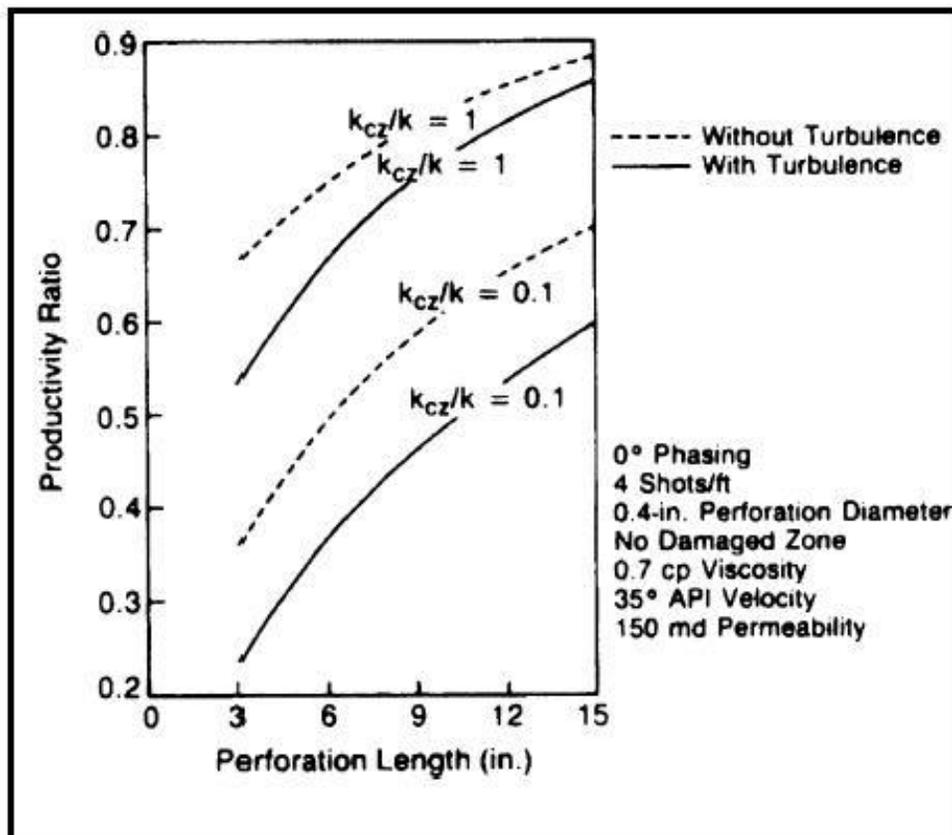


Figura 3.2.- Efecto que tiene la turbulencia y la zona compactada (reducción de la permeabilidad del 90%) en la proporción de productividad.

Otros pseudodaños

A continuación se enlistan otras causas que pueden deteriorar la producción:

- ✓ Colapso de la tubería de producción.
- ✓ Colapso de perforaciones en formaciones en donde se ha sobreestimado la competencia.
- ✓ Aislamiento deficiente entre las zonas, resultado de una mala cementación del espacio anular.

- La invasión de aceite a un casquete de gas reduce de forma importante la permeabilidad relativa del gas.
- La mezcla de aceites de dos zonas diferentes puede traer como resultado la precipitación de parafina y asfaltenos.
- La invasión de zonas con aceite por el agua, reduce la permeabilidad relativa del aceite (bloques de agua), puede crear emulsiones y puede generar problemas con arcillas e incrustaciones.
- Un mal aislamiento puede hacer que los tratamientos de estimulación no arrojen los resultados esperados y causen mayores daños.
- Malos sistemas de bombeo neumático (tuberías de producción de diámetro pequeño, presión de bombeo inadecuada, mal diseño de las válvulas y altas contrapresiones en superficie).

3.3 MECANISMOS DE DAÑO A LA FORMACIÓN

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

$$q = -\frac{kA\partial P}{\mu \partial r}$$

Se aprecia 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 fluidos.

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 de los fluidos.

Es un sistema de flujo radial cualquier reducción en la permeabilidad alrededor de la pared del pozo resulta en una considerable reducción en su productividad (o inyectividad).

Los mecanismos que gobiernan el daño a una formación son:

- ❖ REDUCCIÓN DE LA PERMEABILIDAD ABSOLUTA
(disminución de los espacios vacíos interconectados)
- ❖ REDUCCIÓN DE LA PERMEABILIDAD RELATIVA
(cambios de saturación o de mojabilidad)
- ❖ ALTERACIÓN DE LA VISCOSIDAD DE LOS FLUIDOS DEL YACIMIENTO
(alteración de los fluidos del yacimiento, formación de emulsiones)

Reducción de la permeabilidad absoluta.

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 atrapados 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, incluso pueden crearse por precipitaciones secundarias, reacciones de los propios fluidos de la formación. También los sólidos pueden crearse por precipitaciones, reacciones de los propios fluidos de la formación o incompatibilidad de los fluidos extraños con los minerales que constituyen la roca. Además, también puede ocasionarse la 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 las arcillas (Figura 3.3.1).

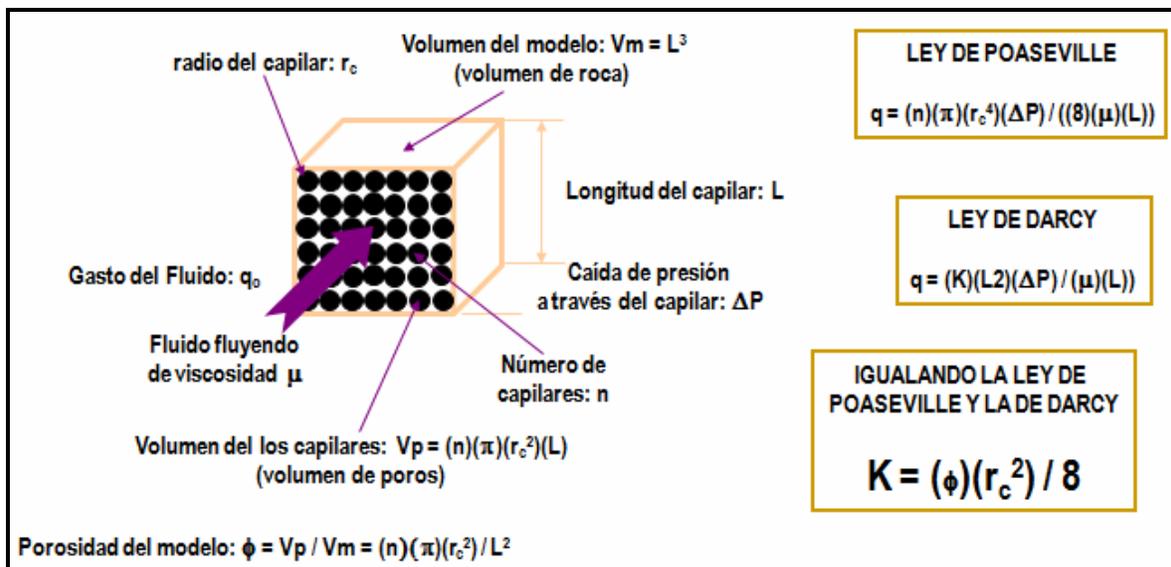


Figura 3.3.1. Modelo del medio poroso con tubos capilares

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 de la permeabilidad relativa a los hidrocarburos, y consecuentemente de la productividad del pozo, depende de la saturación de agua y del incremento del radio de invasión del filtrado. Si este filtrado contiene surfactantes puede ocasionar un cambio en la mojabilidad de la formación y como resultado una disminución en la permeabilidad efectiva 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 el área superficial, por lo tanto las posibilidades de aumentar la permeabilidad relativa

del agua, aumenta con el incremento de la saturación del agua, dejando menor espacio disponibles para el flujo de aceite (Figura 3.4.2).

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.

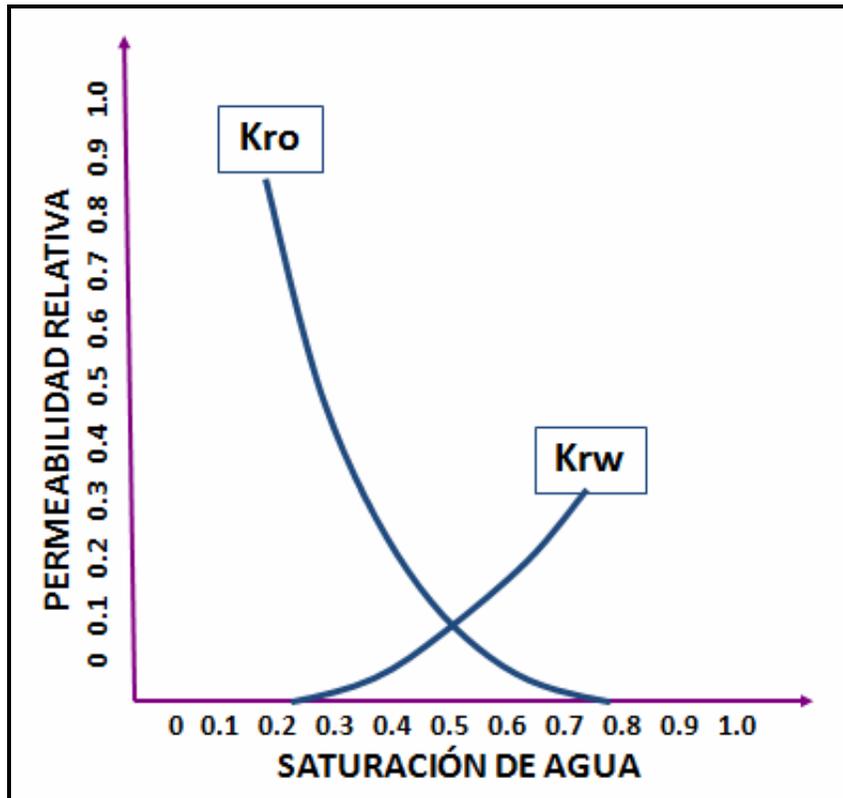


Figura 3.4.2. Permeabilidades relativas contra saturaciones

Alteración de la viscosidad de los fluidos del yacimiento

Este fenómeno puede ocurrir debido a incompatibilidad de 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 los sólidos finos tienen las tendencias a estabilizar estas emulsiones. Las formaciones mojadas por aceite tienden a formar emulsiones más estables y de viscosidades más altas que las mojadas por agua.

3.4 DAÑO VERDADERO A LA FORMACIÓN

Gracias a su ubicación, se pueden identificar diferentes tipos de daño. La Figura 3.3 muestra algunos de los daños más comunes. El deterioro de la producción se puede presentar en cualquier parte del sistema desde la vecindad del pozo, disparos, e incluso la formación. Generalmente no se hace dicha distinción, pues no es muy común que los procesos de taponamiento se ubiquen solamente en una parte del sistema. Para poder realizar un buen diseño del tratamiento correctivo, no sólo se necesita conocer la naturaleza del daño; también es necesario saber su ubicación. Por lo general, los daños se presentan en la vecindad del pozo. Los daños a una mayor profundidad en la matriz crítica (de tres a cinco pies) son difíciles de eliminar (Figura 3A).

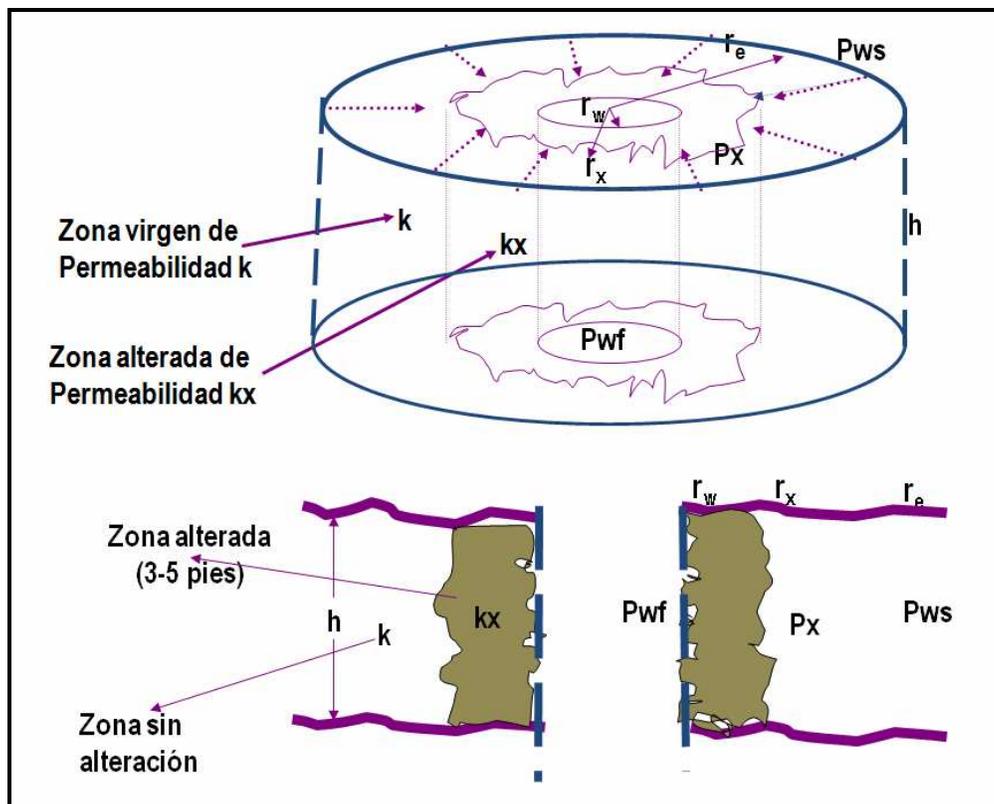


Figura 3A. Esquema de daño a la formación

Como ya se comentó la matriz crítica se define como la parte de la matriz del yacimiento afectada por todos los daños inducidos y/o naturales que existe de la pared del pozo a unos 3 a 5 pies de penetración.

Existe la posibilidad de que los procesos de limpieza de la vecindad del pozo y los tratamientos de la matriz utilicen fluidos similares, personalizados de acuerdo a la naturaleza de los daños. Cuál de estas dos operaciones escoger dependerá completamente de la ubicación de los daños.

El taponamiento puede ser resultado de diferentes materiales: partículas que viajan a través del medio poroso o precipitados generados por cambios en el estado físico o químico inicial del yacimiento. Incluso, la causa del taponamiento puede ser un líquido o gas que cambie la permeabilidad relativa de la roca de la formación (Figura 3.4.3).

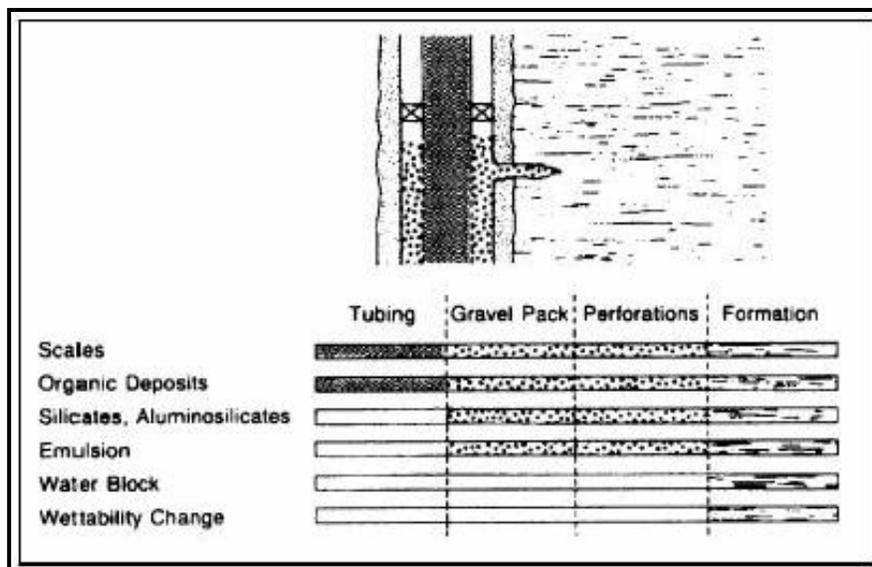


Figura 3.4.3. Ubicación de los diferentes tipos de daño

3.5 ORIGEN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN

Los daños en un pozo pueden generarse durante:

- ✓ La perforación.
- ✓ La cementación.
- ✓ La terminación.
- ✓ La aplicación del empaque de grava.
- ✓ La producción.
- ✓ La estimulación.
- ✓ La inyección (recuperación de hidrocarburos).

El historial del pozo es esencial para poder realizar un diagnóstico del daño de la formación.

Daños durante la perforación

Invasión de sólidos de fluidos de perforación

Las partículas que se encuentran en los fluidos de perforación (arcillas, muestras de canal, agentes de peso y aditivos para pérdida de circulación) son potencialmente dañinas. Si entran a la zona productora, poco a poco pueden ir saturando la porosidad de la roca del yacimiento. Cualquier posterior intento de producción o inyección con un gasto de flujo moderado o alto hará que estos materiales formen puentes en las entradas del espacio poroso, lo cual disminuirá grandemente la permeabilidad cerca de la vecindad del pozo.

El proceso de generación de daños se limita a algunas pulgadas alrededor del agujero, por lo general se utiliza un valor promedio de tres pulgadas. La reducción de la permeabilidad que resulta de dicho proceso puede llegar hasta el 90%.

Los siguientes factores favorecen que los sólidos contenidos en los fluidos de perforación invadan la roca de la formación:

- ✓ El gran tamaño de los poros de la roca.
- ✓ La presencia de fisuras y fracturas naturales en el yacimiento.
- ✓ El tamaño pequeño de las partículas de los sólidos en los fluidos de perforación (los agentes de peso y los aditivos para la pérdida de circulación originalmente tienen partículas gruesas, pero la barrena los puede fragmentar).
- ✓ Bajas velocidades de perforación que pueden resultar en la destrucción del enjarre (esto incrementa la pérdida de fluidos de perforación) y en un mayor tiempo de contacto entre el fluido y la formación.

- ✓ Altas velocidades de circulación del fluido de perforación (esto genera la erosión del enjarre).
- ✓ Alta densidad del fluido de perforación, lo cual resulta en una gran presión sobre-balance.
- ✓ El desecho del enjarre, lo cual puede ocasionar aumentos de presión y un mayor tiempo de contacto entre la formación y el fluido de perforación durante los viajes de la barrena.

Se puede minimizar la cantidad de finos que invaden la formación utilizando salmueras claras (sin contenido de partículas) como fluidos de perforación. El uso de salmueras sin aditivos para la pérdida de fluidos no necesariamente incrementa la invasión del filtrado: los recortes pueden ayudar a evitar la pérdida del fluido. La naturaleza química de las salmueras claras – alta salinidad y cationes para la estabilización de arcillas (calcio o zinc) – evita parcialmente que sus filtrados dañen la formación.

Invasión de filtrados de fluidos de perforación

Por razones económicas, los pozos se tienen que perforar lo más rápido que se pueda. Para incrementar la velocidad de penetración, a veces resulta tentador reducir el control de la pérdida del fluido de perforación. Durante la perforación de un pozo de 10,000 pies, se pueden perder aproximadamente 600 bbl de fluido en una formación típica. Si se elige tener altas velocidades de penetración, se pueden tener valores mucho más altos de invasión de filtrados.

La fase líquida de cualquier fluido de perforación contiene muchos compuestos que son potencialmente dañinos. Ya que la invasión de los filtrados puede ser muy profunda (véase la Tabla 3.1), el daño de los filtrados de perforación es probablemente una de las causas más importantes del deterioro de la producción.

Sin embargo, la severidad del daño dependerá de la sensibilidad de la formación al filtrado. Las areniscas limpias de alta permeabilidad (aunque presentan mayores niveles de invasión que los yacimientos de baja permeabilidad) por lo general no se ven afectadas cuando su agua congénita es químicamente compatible con el filtrado. Se ha sugerido una reducción promedio de la permeabilidad igual al 40%. Se puede tener cualquier valor entre 0% y 100%, dependiendo de la naturaleza de la roca de la formación.

Tabla 3.1 Profundidad de la invasión de filtrado

Tiempo (días)	Fluido de perforación base aceite (in.)	Fluido de perforación base aceite con baja concentración de sólidos (in.)	Fluido de perforación base agua (in.)
1	1.2	3.3	7.7
5	4.6	11	12
10	7.7	17	18
15	10	21	23
20	12	23	27
25	14	29	31
30	16	32	34

Tabla 3.1. Profundidad de invasión de disparos

A continuación se enlistan algunos ejemplos de formaciones sensibles:

- ✓ Formaciones que contengan arcillas que se puedan dispersar o hidratar e hinchar (o ambos).
- ✓ Rocas de baja permeabilidad en donde dominan los problemas de saturación.
- ✓ Yacimientos que produzcan salmueras casi saturadas o yacimientos que produzcan aceite con alto contenido de asfalteno o parafina.

Posteriormente se hablará acerca de los problemas de las arcillas. Sin embargo, cualquier cambio en la salinidad de los fluidos de los poros puede afectar la estabilidad de las partículas de arcilla en el medio poroso. En particular, la reducción de la salinidad o el aumento del pH del agua alrededor de las partículas de arcilla promueven la dispersión de estos materiales. Los finos desestabilizados de la formación tienen un comportamiento similar al de las partículas de los fluidos de perforación que se introducen en las rocas de la formación. En cuanto comienza el proceso de producción o inyección, los finos migran hacia las gargantas de los poros, bloqueándolas o creando puentes sobre ellas, dependiendo del tamaño de la partícula. La seriedad del deterioro de la permeabilidad varía dependiendo de la concentración de finos en la roca del yacimiento.

A continuación se enlistan algunos factores que favorecen la invasión del fluido de perforación:

- ✓ Alta permeabilidad del enjarre del fluido de perforación, resultado de un mal diseño del fluido o de malos procedimientos de perforación.
- ✓ Alto sobre-balance.
- ✓ Largos periodos de contacto entre la formación y el fluido de perforación.

Los filtrados de fluidos de perforación a base de agua pueden tener bajos valores de salinidad y altos valores de pH; también pueden contener dispersantes y polímeros. El agua es una de las causas de alteración in-situ de las arcillas, así como del bloqueo de agua en rocas de baja permeabilidad. Los dispersantes pueden agravar el problema de las arcillas o precipitarse dentro de los poros. Los polímeros – estables a temperaturas circulantes, pero aun así potencialmente dañinos –, al someterse a temperaturas estáticas en el yacimiento durante largos periodos, pueden descomponerse y formar residuos. Los fluidos de perforación a base de agua y con alta salinidad

generan filtrados que pueden reaccionar con las salmueras de la formación y formar precipitados de diferentes tipos de incrustación.

Las formaciones que se perforan a altas velocidades de circulación muestran invasiones de filtrados con temperaturas por debajo de la temperatura del yacimiento. El enfriamiento que producen estos filtrados puede provocar la deposición de parafina, asfalteno o ambos.

Lodos base aceite

Las numerosas desventajas que conlleva el uso de fluidos de perforación a base de agua llevaron al desarrollo de fluidos de perforación a base de aceite para perforar areniscas con contenido de arcilla. La conclusión inicial fue que este nuevo fluido de perforación era seguro y de propósito general (Figura 3B). Sin embargo, actualmente se reconoce que, aunque los problemas de los fluidos de perforación a base de aceite son menos numerosos que los de los fluidos a base de agua, por lo general son mucho más severos:

- ✓ Los fluidos de perforación base aceite contienen más sólidos que los fluidos a base de agua. En consecuencia, la invasión de partículas es más severa.
- ✓ El aceite que invade los yacimientos de gas, especialmente los yacimientos compactos, genera una reducción marcada de la permeabilidad relativa del gas. Esto resulta más problemático que la invasión de agua debido a la viscosidad más alta del aceite, así como a su presión de vapor más baja.
- ✓ Los fuertes surfactantes mojables en aceite que se utilizan para dispersar los sólidos en los fluidos de perforación base aceite hacen que las rocas de la formación se vuelvan mojables en aceite. Esto reduce de forma importante la permeabilidad relativa al aceite.

- ✓ Los emulsificantes catiónicos que se utilizan para estabilizar los fluidos de perforación de emulsión agua-en-aceite también estabilizan las emulsiones in-situ, que ya de por sí tienden a acumularse dentro de los medios porosos mojables en aceite. Las emulsiones pueden formar fuertes bloques en yacimientos de arenisca, especialmente en aquellos de baja permeabilidad y alto contenido de arcilla.

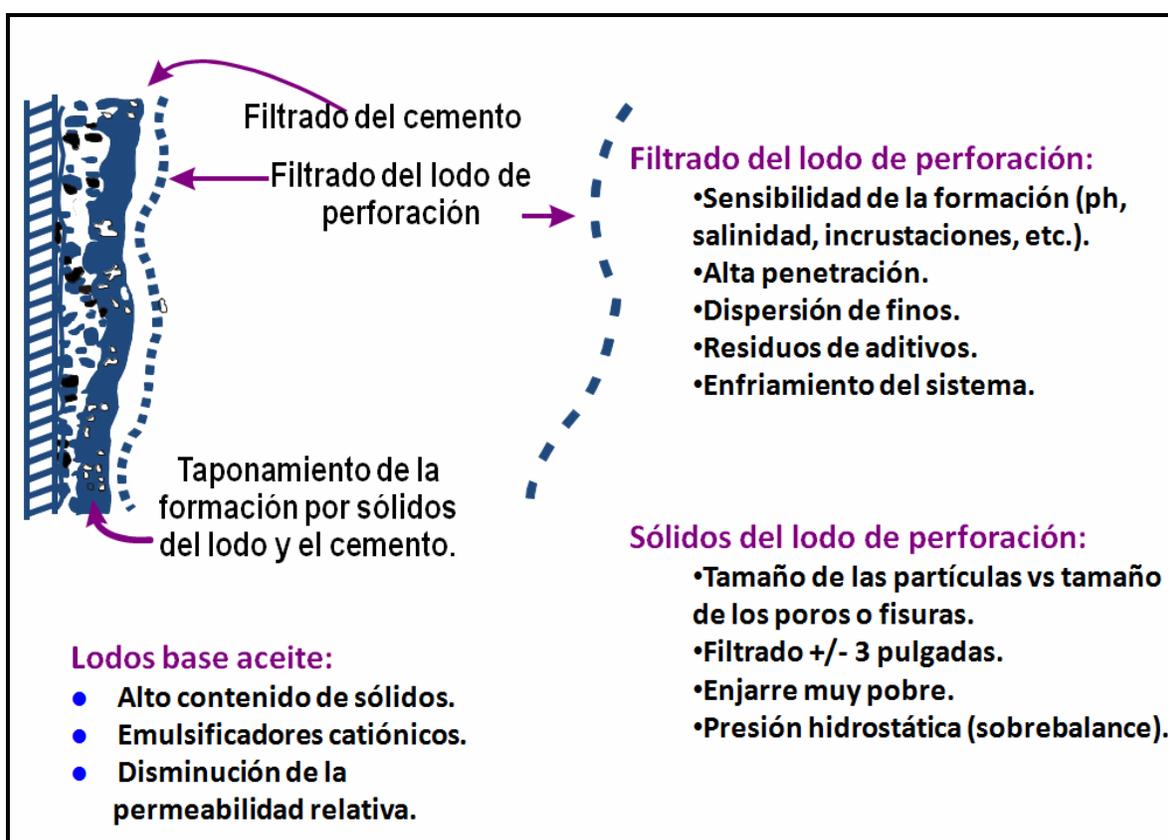


Figura 3B. Daño a la formación por las operaciones de perforación

Daños durante la cementación

Lavadores y espaciadores

El objetivo principal de cualquier operación de cementación primaria es lograr un aislamiento perfecto entre las diferentes zonas. Esto se logra sellando el espacio anular con una capa de cemento duro, compacto e impermeable. Es necesario eliminar completamente el fluido de perforación. El uso de lavadores, espaciadores, el movimiento de la tubería de revestimiento y el flujo turbulento, son generalmente muy efectivos para este propósito. Durante el proceso de eliminación del fluido de perforación, se puede destruir parcialmente el enjarre; si estos fluidos no cuentan con las propiedades adecuadas de pérdida de fluidos, las rocas de la formación pueden tener un menor nivel de protección contra la invasión de filtrados. Esta invasión se puede incrementar si se configuran altos diferenciales de presión (cementación bajo flujo turbulento).

Los lavadores y los espaciadores siempre contienen grandes cantidades de dispersantes para suspender y transportar las partículas del fluido de perforación y los detritos del enjarre. Cuando estos fluidos invaden formaciones con contenido de arcilla, se crean problemas adicionales debido a la migración o dispersión de la arcilla in-situ, o ambas.

La duración de cualquier trabajo de cementación es corta si se le compara con la duración de la perforación de la zona de interés. Los filtrados de los espaciadores o de lechada de cemento pueden generar una invasión con una profundidad máxima de algunas pulgadas, lo cual puede pasarse por alto si se toma en cuenta que la invasión de los fluidos de perforación puede llegar a profundidades de hasta algunos pies. Esto no significa que se deba pasar por alto la pérdida de fluidos.

Si no se tiene un buen control de la pérdida de fluidos, el trabajo puede fracasar prematuramente debido a la pérdida completa de fluidos de prelavado (volúmenes insuficientes) y a la posterior contaminación (y fuerte formación de gel) de la lechada con fluidos de perforación o a la deshidratación de la lechada en sí.

Lechadas de cemento

La amplia distribución de los tamaños de partícula de los granos de cemento, así como el uso de aditivos de pérdida de fluidos de alta eficiencia, resulta en una invasión limitada de partículas y filtrados de los lodos de cemento. Sin embargo, existen tres casos en los que se puede presentar un gran deterioro de la permeabilidad:

1. El valor relativamente alto del pH de los filtrados de la lechada es particularmente nocivo para los minerales de arcilla de la formación. Los iones de calcio que liberan las partículas de cemento rápidamente se intercambian con las arcillas cercanas a la vecindad del pozo. La modificación resultante en la composición del filtrado hace de éste un perfecto fluido desestabilizador en términos de su capacidad dispersante.
2. El filtrado del cemento que entra en contacto con las salmueras congénitas de alto contenido de calcio puede provocar precipitaciones de carbonato de calcio, caliza o hidrato de silicato de calcio.
3. Las lechadas muy dispersas (sin valor de rendimiento) presentan una rápida separación de las partículas de cemento en la parte inferior de la columna de cemento, y de agua en la parte superior. Debido a esto, es muy probable que se presente una invasión del agua libre. El bloqueo de agua resultante puede ser importante.

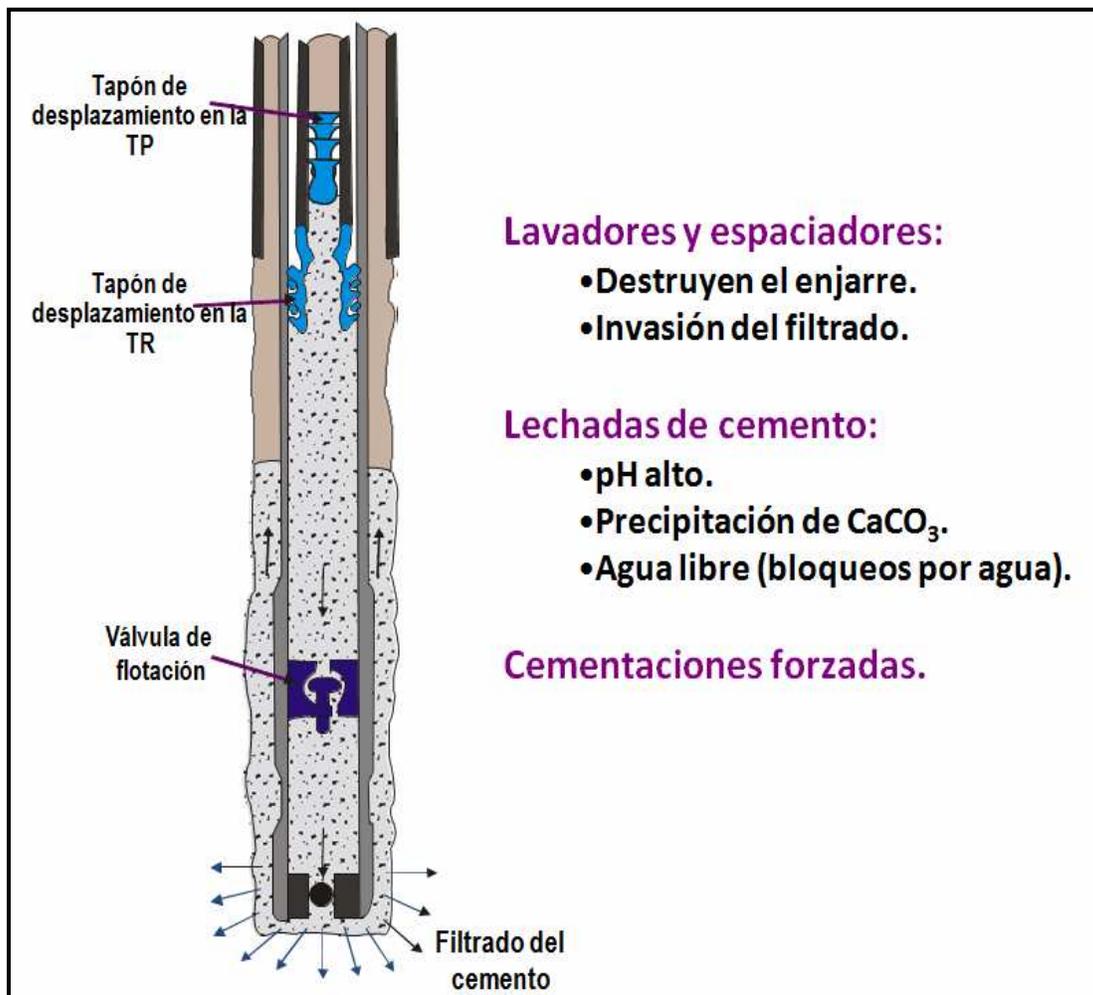


Figura 3C. Daño a la formación por las operaciones de cementación

Cementación forzada

Se cree que la cementación forzada es particularmente dañina en areniscas no consolidadas de alta permeabilidad. Se considera que las altas presiones que se utilizan para esta cementación forzada provocan fracturamiento de la formación e invasión de la lechada (Figura 3C).

Daños durante los disparos

El proceso de disparo siempre causa daños adicionales en las rocas de la formación. Ya sea que se realice sobre-balance o bajo-balance, siempre se compacta la roca alrededor de los disparos, generando una zona dañada con un espesor promedio de 0.5 pulgadas, en donde la reducción promedio de la permeabilidad es del 80% (Figura 3.5).

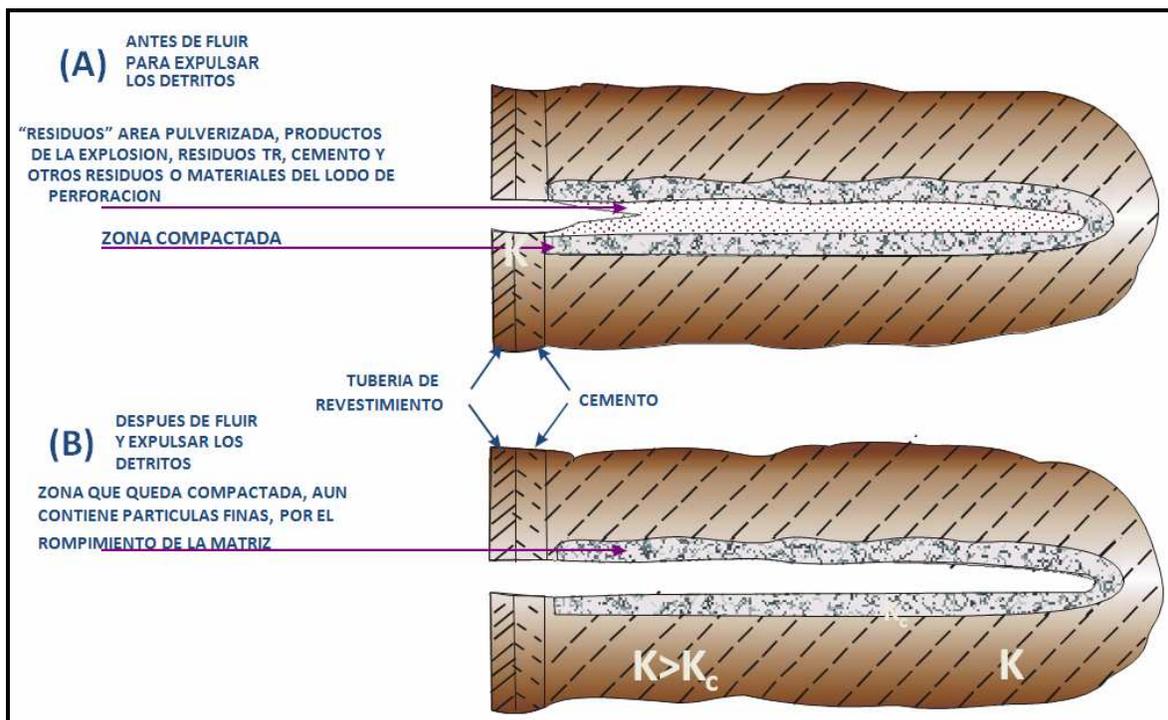


Figura 3.5. Disparos (perforaciones) en la tubería.

Existen muchos otros factores que pueden reducir aún más la productividad.

- ✓ Los disparos sobre-balance siempre ejercen una fuerza sobre los detritos de la formación y la pistola, haciéndolos entrar a las paredes del disparo; esto reduce la permeabilidad cerca de los disparos.

- ✓ Los disparos sobre-balance en fluidos que contienen partículas presentan un efecto similar, pues favorecen la formación de un aglomerado denso e impermeable sobre las paredes de los disparos.
- ✓ Penetración insuficiente de los disparos que no hayan sobrepasado el daño de perforación. La penetración se reduce con el esfuerzo efectivo de la formación.
- ✓ Una elección inadecuada de la geometría de la perforación, ya que se relaciona con el tipo de formación: en el caso de rocas blandas que requieran empaque de grava, se prefiere el uso de disparos de diámetro amplio y baja penetración; en el caso de formaciones resistentes, se prefiere el uso de disparos de diámetro pequeño y alta penetración.
- ✓ Cálculo incorrecto de la presión de bajo-balance que se requiere para lograr disparos sin daños. Las diferencias insuficientes de presión limitan la eliminación de daños. Las diferencias excesivas resultan en la afluencia de arena al agujero.

Daños por fluidos durante la terminación y reparación

Los daños que se pueden presentar por los fluidos de terminación o reparación son muy parecidos a los descritos anteriormente.

- ✓ Deterioro de la permeabilidad de las rocas de la formación y deterioro de la productividad en los disparos debido a sólidos suspendidos (incluyendo bacterias) y residuos de polímeros.
- ✓ Problemas comunes que resultan de la invasión de filtrados: hinchamiento y dispersión de las arcillas, bloques de agua y de emulsión, precipitación de incrustaciones.

Durante mucho tiempo se ha reconocido la necesidad de utilizar fluidos de reparación que sean limpios y filtrados. También se han propuesto técnicas

para la correcta aplicación de estos fluidos; el propósito es no contaminarlos con partículas o materiales resinosos del agujero (incluyendo la grasa para las roscas).

El control de la pérdida de fluidos es una gran necesidad, especialmente en los yacimientos agotados, y para ello se han desarrollado diferentes aditivos. Si no se tiene un control de la pérdida de fluidos, se puede generar una migración de arcillas, cambios de mojabilidad o formación de incrustaciones (o cualquier combinación). Otro enfoque es el uso de espumas, gases o nieblas como fluidos de terminación.

En lugar de reducir físicamente el alcance de la invasión de los filtrados, se pueden eliminar deliberadamente los agentes para el control de fluidos de los fluidos de reparación. En este caso, se debe realizar un estudio cuidadoso acerca de la compatibilidad del fluido con los minerales y salmueras de la formación.

Por lo general, las salmueras de reparación, especialmente las de alta densidad, necesitan inhibidores para controlar la corrosión. Estos productos pueden causar problemas de bloqueo debido a la formación de emulsiones, ya que modifican la mojabilidad de los minerales de la formación, y en ocasiones promueven la precipitación de iones en el yacimiento.

Daños del empaque de grava

A continuación se enlistan las principales causas de daño durante la aplicación del empaque de grava:

- ✓ Una colocación incorrecta del empaque de grava (disparos vacíos o relleno incompleto del espacio anular entre la tubería de recubrimiento y el cedazo) que permita que los disparos se llenen

con arena, o la fluidización del paquete, y una posterior mezcla de arenas y grava en caso de aumentos de presión.

- ✓ El paquete de grava se contaminó con partículas de la formación durante la colocación debido a una limpieza incompleta de la perforación o porque estaba contaminado con polímeros completos.
- ✓ Se introdujeron partículas de grasa, pintura, óxido y polímeros entre la arena de la formación y el empaque de grava durante la colocación de éste.
- ✓ La grava no es del tamaño adecuado; esto puede provocar que los finos de la formación invadan el empaque durante la etapa de producción.
- ✓ El cedazo tiene orificios muy grandes – no retienen la grava– o muy estrechos – se tapan y reducen la producción.

Daños durante la producción

En muchos yacimientos, no es posible producir a altos gastos de flujo o grandes caídas de presión, porque éstos podrían generar fenómenos adversos: se pueden generar daños permanentes que no es posible eliminar con la simple reducción del gasto de producción.

Las limolitas y las arcillas originales que se encuentran débilmente pegadas a las paredes de los poros pueden comenzar a moverse debido a los altos gastos de flujo, especialmente cuando se producen dos o más fluidos inmiscibles al mismo tiempo. Dependiendo del tamaño de sus partículas, pueden bloquear las gargantas de los poros del área circunvecina a su ubicación original, o migrar hacia la vecindad del pozo. Algunas de estas partículas migratorias llegarán hasta la vecindad del pozo, mientras que otras se quedarán en el camino formando puentes sobre las entradas de las gargantas de los poros; todo dependerá de la concentración original en la formación, el tamaño de las partículas, el grado en que se incremente la

concentración cerca de la vecindad del pozo (debido al flujo radial) y a la velocidad máxima de flujo. Cuando se incrementa el valor de uno o más de estos parámetros, se promueve la formación de puentes sobre las entradas de las gargantas de los poros. La formación de puentes es menos nociva que la formación de bloqueos, ya que se pueden dispersar mecánicamente aplicando un corto periodo de flujo inverso, seguido por una etapa de producción con una velocidad de flujo menor a la velocidad con la que se produjeron los puentes (Figura 6). Sin embargo, esto no se puede lograr cuando los conglomerados que hacen puentes han sido previamente cementados con precipitados (asfalteno o incrustaciones) o químicamente estabilizados con la inyección de floculantes – estabilizadores de arcillas, por ejemplo.

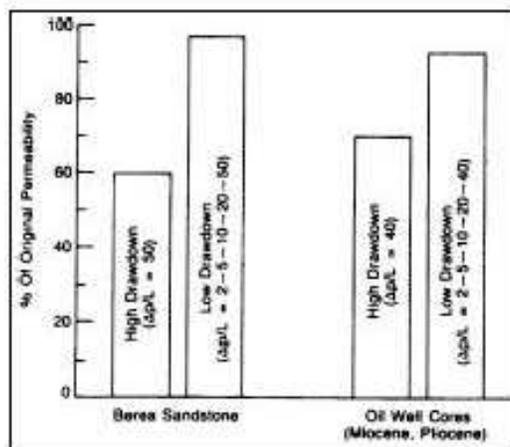


Fig. 6. Effect of drawdown pressure during cleanup on the permeability regain of damaged sandstones.

Una caída de presión excesiva puede disminuir la presión de poro cerca del agujero a tal grado que el esfuerzo efectivo puede exceder la resistencia compresiva de la roca de la formación. Dicho fenómeno es obvio en areniscas pobremente cementadas, en donde se puede observar un relleno progresivo con arena de la formación en la vecindad del pozo. El fenómeno es menos aparente en calizas donde la compactación de la formación y la dramática reducción de la porosidad afectan la región cercana a la vecindad del pozo sin que se presenten detritos de la formación en los fluidos procesados. La compactación de la caliza es cuatro u ocho veces más grande cuando se

inyectan aguas blandas durante la tapa de terminación. La ruptura de la formación es especialmente dañina en pozos fracturados hidráulicamente, en donde la ruptura dentro del paquete del apuntalante puede resultar en grandes caídas de producción. Una vez que se genera este tipo de daño, no se le puede eliminar con tratamientos matriciales.

La reducción de la presión de poro durante la producción, y en algunas ocasiones el enfriamiento resultante de la expansión del gas, puede resultar en la precipitación de materiales orgánicos o inorgánicos. La mayoría de las veces, dichos depósitos afectan solamente la tubería de producción y el equipo en superficie. Sin embargo, existen algunos casos en los que estos depósitos pueden reducir la permeabilidad de la formación. Por ejemplo, los cuerpos arcillosos con ubicación bien definida promueven la depositación de materiales orgánicos (especialmente asfaltenos) o la precipitación de soluciones salinas sobresaturadas. Las incrustaciones más comunes son el carbonato de calcio y el sulfato de calcio. También es posible observar problemas asociados con la depositación de azufre elemental y cloruro de sodio.

La depositación de asfalteno sobre las paredes de los poros tal vez no reduzca de forma importante la porosidad de la formación y la permeabilidad absoluta. Sin embargo, por medio de este proceso, la roca tiende a convertirse en mojabla en aceite, lo cual reduce la permeabilidad relativa al aceite y, en ciertas condiciones, favorece el bloqueo con emulsiones si se produce agua de forma simultánea.

Una caída de presión excesiva en yacimientos de gas y condensado puede hacer que la presión de fondo fluyendo llegue a niveles por debajo del punto de rocío.

Esto genera una destilación in situ en donde se producen las fracciones ligeras, mientras que los hidrocarburos más pesados permanecen en la formación, lo cual causa una reducción de la permeabilidad relativa al gas.

Daños durante los tratamientos de estimulación

Limpieza de la vecindad del pozo

Al momento de limpiar los pozos para eliminar depósitos o desechos causados por la corrosión de la tubería de producción, altas concentraciones de materiales dañinos pueden llegar a invadir la zona de interés. Se debe tener mucho cuidado para evitar que estas suspensiones entren al medio poroso. Los compuestos que son solubles en el fluido de limpieza son especialmente dañinos, ya que no pueden formar aglomerados impermeables para evitar la invasión de la formación.

Herrumbre en ácido o parafina en aceite caliente son los compuestos que se redisuelven y que más comúnmente se observan la vecindad del pozo. Estos compuestos tienden a reprecipitarse en la formación y causar daños extensos, severos y, por lo general, permanentes.

Tratamientos de acidificación

Los problemas que ya se han visto en otras fases de la vida de un pozo pueden volver a ocurrir durante los tratamientos de acidificación, especialmente en aquellos casos en los que el diseño no sea el adecuado. Entre dichos problemas, se pueden incluir los siguientes:

- ✓ Materiales dañinos provenientes de la tubería de producción que entran en contacto con la roca de la formación.

- ✓ Cambio de la mojabilidad del yacimiento a mojable en aceite debido al uso de surfactantes, especialmente inhibidores de corrosión, que pueden crear bloques de emulsiones.
- ✓ Bloques de agua.
- ✓ Depositación de asfalteno o parafina cuando se inyectan grandes volúmenes de ácido.

Además de estos procesos dañinos, la reducción en la producción puede ser resultado de un mal diseño del tratamiento de acidificación. A continuación se muestra una lista de este tipo de deterioros:

- ✓ Lodos producidos por la reacción de ácidos y asfaltenos, especialmente en presencia de algunos aditivos (especialmente surfactantes) o de hierro disuelto.
- ✓ Desconsolidación de la roca debido a una disolución excesiva de los materiales de cementación por causa de los ácidos.
- ✓ Precipitación de productos secundarios de la reacción de los ácidos con los materiales de la formación. Los modelos geoquímicos pueden predecir la naturaleza química de estos productos secundarios, dependiendo del tipo de roca y de la composición del fluido que se utilice para el tratamiento; también pueden predecir la presión, la temperatura y el tiempo de contacto. Sin embargo, estos modelos no pueden predecir el potencial de daño que tienen estos productos, ya que no incluyen ninguna descripción física de las formas de precipitación. Se pueden observar precipitaciones de sílice hidratado sobre las superficies de arcilla, lo cual no necesariamente representa un daño. Algunos compuestos como los borosilicatos y los fluoroboratos pueden ser benéficos. Los precipitados gelatinosos – óxido férrico, por ejemplo – pueden tapan completamente los poros y pueden ser difíciles de eliminar. Una tercera clase de productos secundarios está representada por la

serie en la que se incluye a los fluorosilicatos, los cuales se precipitan como cristales individuales que pueden migrar hacia las gargantas de los poros y formar puentes. El sulfuro de hierro que se precipita durante la acidificación de pozos amargos, aun cuando tiene un pH muy bajo, es otro compuesto que pertenece a esta categoría.

- ✓ Algunos agentes secuestrantes que se agregan al ácido para evitar problemas con el hierro pueden formar precipitados cuando se gasta el ácido y no hay presencia de hierro.
- ✓ El deterioro de la permeabilidad producida por los residuos presentes en los inhibidores de corrosión o generados por la degradación térmica de los polímeros – reductores de fricción, por ejemplo.

En pozos fracturados hidráulicamente y en pozos con empaque de grava, los ácidos pueden disolver las arenas del paquete.

Tratamientos para el control de agua

En algunas ocasiones, los cortes de agua en pozos productores pueden reducirse inyectando poliacrilamidas. Sin embargo, la mayoría de las veces, estas inyecciones pueden llevar a la disminución simultánea de la producción de gas y aceite. Aparte de las causas inherentes a la técnica (degradación mecánica, química o térmica del polímero), algunos fracasos pueden atribuirse a los daños en la formación que este tratamiento puede inducir.

- ✓ Daños en la formación debido a polímeros con disolución incompleta.
- ✓ Daños en la formación debido a la presencia de gel reticulado.
- ✓ Agua base sin filtrar.
- ✓ Bloques de agua.

- ✓ Interacción del agua o la poliacrilamida con las arcillas de la formación, incluso en zonas con contenido de aceite.

Problemas específicos en pozos de inyección

Inyectores de agua

La mayoría de los problemas que ya se han presentado también pueden ocurrir en los pozos de inyección de agua. Se han publicado varias disertaciones acerca de aspectos particulares relacionados con los daños provocados por la inyección de agua.

- ✓ Invasión de sólidos suspendidos y el taponamiento posterior.
- ✓ Alteración de las arcillas in situ.
- ✓ Incrustaciones formadas por la mezcla incompatible del agua de inyección y de la formación, o como resultado de la presencia de bióxido de carbono o ácido sulfhídrico en el yacimiento, o debido a un incremento de la fuerza iónica del agua inyectada debido a la disolución de los minerales de la formación – estos precipitados son más difíciles de eliminar en los inyectores ya que se acumulan en las regiones alejadas de la vecindad del pozo debido al incremento de temperatura o a la disminución de la presión.
- ✓ Taponamiento coloidal, especialmente provocado por las especies férricas como resultado de la corrosión del tubo de producción cuando hay oxígeno en el agua inyectada.

El taponamiento por residuos bacteriales también se desarrolla en pozos de inyección de agua.

Inyección alcalina y de vapor

Los problemas asociados con la inyección alcalina y de vapor se derivan de la disolución de minerales silíceos en la formación debido a la presencia de fluidos de pH alto, o condensados de vapor de alta temperatura. Esta disolución puede hacer que las areniscas pobremente consolidadas se colapsen, o que el silicio se vuelva a precipitar a diferentes distancias de la vecindad del pozo, en aquellos lugares en donde la alcalinidad o la temperatura de las inyecciones hayan disminuido. Aún en ambientes calientes con pH alto, se pueden formar zeolitas dañinas y de movimiento libre; esto se debe al ataque químico de ciertos minerales arcillosos (caolinita y montmorillonita). También se pueden precipitar algunos tipos particulares de incrustación durante la inyección alcalina, tales como carbonato de calcio, silicato de magnesio y silicio amorfo.

Inyección de bióxido de carbono

Entre los problemas específicos de la inyección de bióxido de carbono en un pozo, se pueden incluir los siguientes:

- ✓ Precipitación de materiales orgánicos debido al contacto que tiene el bióxido de carbono con el aceite in-situ (tipo especial de lodo).
- ✓ Precipitación de incrustaciones particulares, tales como sulfato de bario – debido a las condiciones ácidas – o carbonato de hierro – producto de la combinación del bióxido de carbono con el hierro producido por la corrosión.
- ✓ Disolución de los minerales carbonatados y la posterior alteración de la porosidad.

Inyección de polímeros

Existen algunas otras causas que pueden generar daños en la formación. Entre las que se relacionan específicamente con la inyección de polímeros, se pueden mencionar las siguientes.

- ✓ Taponamiento por residuos de gel.
- ✓ Desalojo y migración de los finos de la formación debido a fluidos pseudoplásticos.

3.6 CARACTERIZACIÓN DE DAÑO

La eficiencia de cualquier tratamiento matricial dependerá principalmente de la eliminación del daño que esté restringiendo la productividad. Por lo general, dicha restricción se manifiesta por un bajo nivel general de la producción o por una reducción de la producción más pronunciada de lo que originalmente se había estimado. La extensión del daño se calcula a partir del análisis de la perturbación transitoria de la presión.

Para poder hacer un buen diagnóstico, es muy importante conocer el historial del pozo. Tal vez sea necesario realizar pruebas en el laboratorio o en el pozo. Se pueden tener diferentes tipos de daños al mismo tiempo. Una vez que se ha caracterizado el daño y su origen, se puede implementar la acción correctiva pertinente. Se puede tener la coexistencia de diferentes tipos de daños, pues casi todas las operaciones realizadas en el pozo (perforación, terminación, reparación, producción y estimulación) pueden ser potenciales generadores de daños.

Las características físicas de los daños, y no su origen, son las que determinan la selección del fluido para realizar el tratamiento. Se puede utilizar el mismo fluido para tratar el mismo tipo de daño, sin importar cual

haya sido la causa del mismo, a menos que la combinación del fluido y la formación presente cierto grado de sensibilidad.

Emulsiones

Una emulsión es una dispersión estable de dos fluidos inmiscibles (Figura 3D). Esta dispersión constituye una fase separada en la formación; por lo general muestra una mayor viscosidad que los fluidos que la componen. Las emulsiones reducen la permeabilidad efectiva del fluido de producción en las áreas cercanas a la vecindad del pozo y esto es lo que genera los daños. El efecto recibe el nombre de bloqueo por emulsiones. Las emulsiones de tres fases son poco comunes – aceite/agua/aceite, agua/aceite/agua, aceite/agua/gas, por ejemplo.

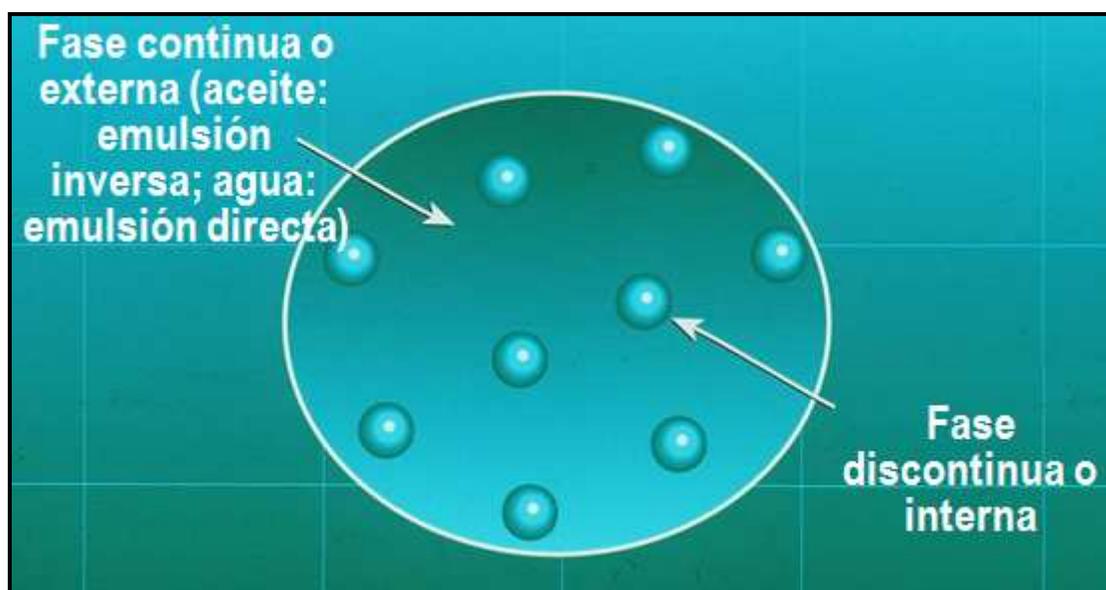


Figura 3D. Emulsión.

Por lo general, la mezcla de aceite y fluidos base agua en el yacimiento resulta en la formación de emulsiones. Las emulsiones tienen alta viscosidad, particularmente las emulsiones agua-en-aceite (aceite fuera de fase).

Generalmente, se forman durante la invasión de filtrados generados durante las etapas de perforación y terminación, o cuando se inyectan fluidos de tratamiento en el yacimiento. Los filtrados de pH alto de los lodos o lechadas de cemento o los filtrados de pH bajo de los tratamientos ácidos pueden emulsionar algunos aceites de la formación. De igual manera, los filtrados de los hidrocarburos contenidos en los fluidos de perforación y estimulación a base de aceite pueden formar emulsiones con algunas salmueras de la formación.

Las emulsiones se pueden estabilizar con materiales activos en superficies (surfactantes) o con finos externos u originales. Por lo general, se utilizan solventes mutuos con desemulsificantes o sin ellos para tratar dichos problemas.

Los desemulsificantes pueden funcionar muy bien en el laboratorio, en los separadores o en los tanques, ya que hay un gran número de gotas en contacto por unidad de volumen; sin embargo, existe la posibilidad de que no funcionen por sí solos en un medio poroso debido a los fenómenos de transporte masivo que se experimentan para llevar el producto a donde se le requiere. Otro motivo por el cual tal vez no funcionen solos es el mecanismo involucrado en el rompimiento de las emulsiones, que debe provocar la unión de las gotitas para después separar la fase.

Diagnóstico y pruebas

Estos son algunos factores claves para el diagnóstico:

- ✓ Declinación pronunciada de la producción.
- ✓ Irrupción de agua.
- ✓ Tratamientos recientes.
- ✓ Producción de sólidos.
- ✓ Muestras limpiadas o achicadas.

- ✓ Agitación inducida con bombeo neumático.
- ✓ Herramientas de registro atoradas.
- ✓ Inyección de inhibidores (incrustación, corrosión o parafina).

Las pruebas de confirmación incluyen:

- ✓ Revisión de los informes de producción para determinar los residuos y aguas de fondo, o realización de prueba centrífuga.
- ✓ Revisión de los tratamientos anteriores poniendo atención al tipo de aditivos utilizados (o aquellos no utilizados).
- ✓ Análisis de muestras limpiadas o lanzadas en chorro.
- ✓ Análisis de muestras achicadas o muestras de fondo.
- ✓ Realización de pruebas de laboratorio con las muestras.
- ✓ Determinación de los sólidos mojables en aceite o agua en las muestras.
- ✓ Determinación de la naturaleza y del tipo de producto químico inyectado y punto de inyección.

Cambio de mojabilidad

El cambio de mojabilidad parcial o total en aceite de una formación reduce la permeabilidad relativa y efectiva al aceite. Esto puede ocurrir como resultado de la adsorción de los materiales activos en superficies de los fluidos de perforación, reparación o terminación a base de aceite. Este daño se puede eliminar inyectando solventes (mutuos) para eliminar la fase mojable en aceite de los hidrocarburos y después inyectar surfactantes mojables en agua. Nuevamente, los surfactantes por si solos no pueden funcionar. La fase aceitosa, que por lo general se trata de asfalteno o parafinas precipitados y que es responsable de la mojabilidad en aceite, debe eliminarse primero con un solvente. Lo mismo se aplica para los surfactantes oleófilicos (que se ven atraídos por el aceite) adsorbidos (Figura 3E). Posteriormente, se puede

inyectar un surfactante de alta mojabilidad en agua para su adsorción en los minerales de la roca. De esta forma se evita que nuevos precipitados de hidrocarburos se peguen a la superficie del mineral y lo vuelvan mojable en aceite. La vida del tratamiento se incrementa increíblemente.

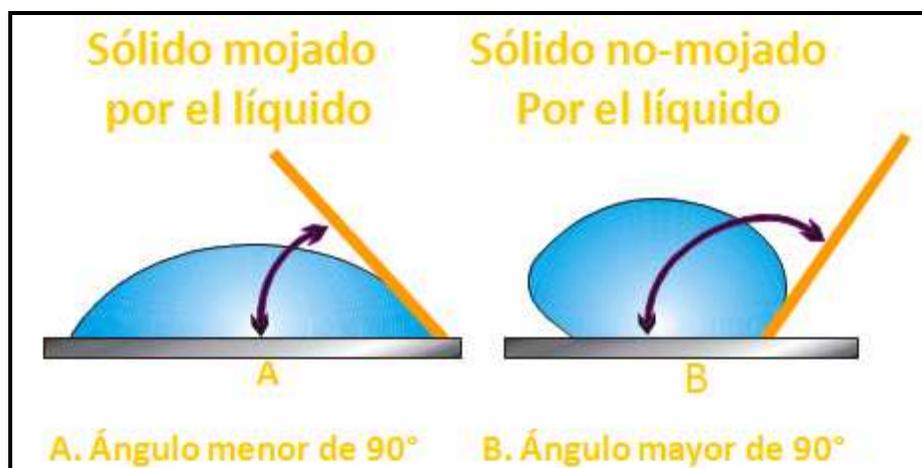


Figura 3E. Cambios de mojabilidad.

Normalmente, los cambios de mojabilidad son difíciles de diagnosticar con base en la información disponible. Por ello, es importante conocer el historial del pozo, los fluidos de control y los fluidos anulares.

Diagnóstico

Estos son algunos factores claves para el diagnóstico:

- ✓ Declinación rápida de la producción.
- ✓ Fugas en la tubería de revestimiento.
- ✓ Irrupción de agua.
- ✓ Conificación de agua.
- ✓ Tratamientos previos.

- ✓ Cambios de la gravedad API.
- ✓ Fenómenos del punto de burbuja / punto de rocío.
- ✓ Disminución o desaparición del gas.

Bloques de agua

Los bloques de agua son el resultado de un incremento en la saturación de agua cerca de la vecindad del pozo, y disminuyen la permeabilidad relativa de los hidrocarburos. Un bloque de agua puede formarse durante las operaciones de perforación o terminación – debido a la invasión de filtrados base agua –, o durante la etapa de producción – debido a la digitación o conificación. La formación de bloques de agua se ve favorecida por la presencia de arcillas de recubrimiento de poro – illita, por ejemplo. La forma delgada y la gran área superficial de estas arcillas incrementa la retención de agua a lo largo de las paredes del poro.

Normalmente, el tratamiento que se utiliza para los bloques de agua involucra la reducción de la tensión superficial entre el agua y el aceite/gas a través del uso de surfactantes o alcoholes. Los sistemas alcohólicos son particularmente adecuados para pozos de gas, pues también promueven la vaporización del agua del gas producido.

La presencia de bloques de agua trae como resultado la ausencia de producción de aceite. Se pueden utilizar estadísticas de producción para mostrar el perfil de la producción. El tener muy poco flujo de gas – o no tener ningún flujo – puede ser un indicador de la presencia de conificación/ bloque de agua.

Diagnóstico y pruebas

Estos son algunos factores claves para el diagnóstico:

- ✓ Declinación rápida de la producción.
- ✓ Fugas en la tubería de revestimiento
- ✓ Irrupción de agua.
- ✓ Conificación de agua.
- ✓ Tratamientos previos
- ✓ Cortes de agua sumamente altos a través de los disparos más bajos.

Las pruebas de confirmación incluyen:

- ✓ Comparación de los análisis de agua.
- ✓ Incremento del corte de agua.
- ✓ Estudio de los registros de producción.
- ✓ Análisis de los registros para determinar la reducción térmica, los contactos de agua y aceite y los altos niveles de saturación de agua.

Incrustaciones

Las incrustaciones son depósitos (inorgánicos) de minerales precipitados. Las incrustaciones se pueden formar cuando se mezclan aguas incompatibles: aguas de la formación y filtrados de los fluidos o de las aguas de inyección.



Incrustaciones de sal

Las incrustaciones también se pueden precipitar en la tubería de producción, en los disparos o en las formaciones. El proceso de formación de incrustaciones tiene tres fases:

1. Disolución. La materia mineral se disuelve en agua.
2. Transportación. El agua producida transporta los minerales a través de la formación, vecindad del pozo y de los tubulares.
3. Depositación. Los cambios en el agua y las presiones y temperaturas más bajas que se encuentran en la vecindad del pozo generan la sobresaturación y precipitación. Los cristales se adhieren y crecen.

El crecimiento de cristales es esencial para formar la incrustación. La adherencia al ducto se da en función de la mojabilidad.

Sobresaturación

La sobresaturación ocurre cuando se excede el equilibrio mineral de una salmuera. Cuando una salmuera se sobresatura, las sales de la solución se precipitan.

Estos son los factores que afectan la sobresaturación:

- ✓ Un incremento en la concentración mineral.
- ✓ Cambios de temperatura, presión o pH.
- ✓ Mezcla de aguas incompatibles.

El grado de sobresaturación afecta la tasa de precipitación y contribuye a la severidad de la formación de incrustaciones. En pozos de inyección, la

sobresaturación puede ocurrir como resultado del enfriamiento y de la mezcla de fluidos – por ejemplo, la combinación de sulfato de sodio con cloruro de bario forma sulfato de bario (precipitado).

Precipitación

La precipitación comienza con pequeñas partículas (núcleos). Las partículas se deben aglomerar y orientar para formar una malla cristalina fija. Por lo general, este proceso necesita de la existencia de un substrato anterior, que puede ser:

- ✓ Materia cristalina externa.
- ✓ Superficies corroídas.
- ✓ Soldaduras, raspaduras o muescas en el ducto.
- ✓ Partículas de arena y arcilla.

Una vez que se ha realizado la nucleación, debe haber un buen tiempo de contacto entre la solución sobresaturada y los núcleos. Normalmente, entre mayor sea el tiempo de contacto, mayor será la probabilidad de que se formen incrustaciones.

Crecimiento de cristales y adherencia

El crecimiento de cristales es el proceso de depositación sobre los núcleos, lo cual comienza a formar cristales visibles. Este crecimiento dependerá del tiempo de contacto con los núcleos. Por lo general, entre mayor sea el tiempo de exposición, mayor será el crecimiento.

Se establece un equilibrio entre la formación de incrustaciones y el agua. En las caras cristalinas, constantemente se están dando los procesos de disolución y redepositación. Las incrustaciones se pueden precipitar, pero tal

vez no se adhieran. La adherencia dependerá del tamaño y del tipo de cristal, así como de las características de mojabilidad de la superficie.

Tipos de incrustaciones

Dependiendo de su mineralogía, varios solventes pueden disolver las incrustaciones. A continuación se describen los tipos de incrustaciones más comunes que se pueden encontrar en un pozo:

- ✓ Incrustaciones de carbonatos (CaCO_3 y FeCO_3). El CaCO_3 es la incrustación más común y se presenta en yacimientos ricos en iones de calcio, carbonato o bicarbonato. El HCl puede disolver fácilmente todas las incrustaciones de carbonatos.
- ✓ Incrustaciones de sulfatos. Las incrustaciones de sulfatos pueden presentarse principalmente como yeso ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$) o anhidrita (CaSO_4). Aunque menos comunes, la baritina (BaSO_4) o la estroncianita (SrSO_4) son más difíciles de eliminar, pero su aparición es más predecible. El EDTA puede disolver fácilmente el sulfato de calcio. Los sulfatos de bario y estroncio pueden disolverse con EDTA si la temperatura es suficientemente alta y si el tiempo de contacto es suficientemente largo; por lo general, se requiere de un tiempo mínimo de remojo de 24 horas para un pozo de 12.000 pies con una temperatura de fondo de aproximadamente 212°F (100°C). Se prefiere el uso de la sal tetrasódica del EDTA (Agente Quelante L41 / Agente Quelante U42), pues este proceso de disolución es mayor con valores pH ligeramente alcalinos; también se ha utilizado la sal bisódica más ácida (Agente de Eliminación de Incrustaciones L56). Asimismo, se han utilizado secuestrantes de la misma familia, aunque no muestran una gran diferencia al compararlos con el desempeño del EDTA. (Un secuestrante inhibe o evita la precipitación de iones de la solución por medio de la formación de un complejo de coordinación con un fosfato).

- ✓ Incrustaciones de cloruros –el cloruro de sodio (NaCl), por ejemplo. Estas incrustaciones se pueden disolver fácilmente con agua dulce, agua dulce con un contenido del 2% (wt/wt) de cloruro de potasio (KCl), agua con un 3% (wt/wt) de cloruro de amonio (NH₄Cl) o soluciones ácidas débiles (HCl, ácido acético).
- ✓ Incrustaciones de hierro – sulfuro de hierro (FeS) u óxido de hierro (Fe₂O₃). El ácido clorhídrico con agentes reductores y secuestrantes (EDTA) puede disolver estas incrustaciones y evitar la precipitación de productos secundarios, tales como hidróxidos de hierro y sulfuro elemental.
- ✓ Incrustaciones de sílicio – SiO₃, por ejemplo. Estas incrustaciones generalmente se presentan como depósitos finamente cristalizados de cuarzo translucido azulado u ópalo amorfo. El ácido fluorhídrico puede disolver fácilmente las incrustaciones de sílice.
- ✓ Incrustaciones de hidróxidos. En este caso hablamos de hidróxido de magnesio (Mg(OH)₂) o hidróxido de calcio (Ca(OH)₂). Para eliminar estos depósitos, se puede utilizar ácido clorhídrico o cualquier ácido que pueda reducir suficientemente el pH sin precipitar sales de calcio o de magnesio.

El tiempo de contacto es un factor muy importante en el diseño de cualquier tratamiento para la remoción de incrustaciones. Al tratar este tipo de depósitos, el principal problema es permitir que pase el tiempo suficiente para que el solvente llegue y disuelva eficazmente el material de las incrustaciones. El fluido utilizado para el tratamiento debe disolver la mayor parte de las incrustaciones si es que se quiere tener éxito en la operación.

Diagnóstico y pruebas

Estos son algunos factores claves para el diagnóstico:

- ✓ Caída pronunciada de la producción.
- ✓ Muestras de achique.
- ✓ Incrustaciones visibles en varillas, tuberías o bombas.
- ✓ Fugas en las tuberías de revestimiento o producción (H₂O mezclada).
- ✓ Irrupción de agua.
- ✓ Reparación reciente.
- ✓ Tratamientos recientes con ácido.
- ✓ Producción mezclada y aguas de inyección.
- ✓ Altos niveles de bicarbonato en el agua de la formación.

Las pruebas de confirmación incluyen:

- ✓ Análisis del agua (Stiff-Davis).
- ✓ Producción mezclada y agua de inyección; análisis de la mezcla.

Depósitos orgánicos

Los depósitos orgánicos son precipitaciones de hidrocarburos pesados (parafinas o asfaltenos). Por lo general se localizan en la tubería de producción, en la vecindad del pozo, en los disparos o en la formación; sin embargo, se pueden encontrar depósitos en el equipo en superficie. Los depósitos orgánicos tapan físicamente las gargantas de los poros, los disparos y otras áreas. Los depósitos orgánicos también pueden hacer la matriz mojabla en aceite, lo cual puede resultar en una reducción de la producción.

Parafinas

Las parafinas son hidrocarburos alifáticos saturados ($C_{18}-H_{38}$ a $C_{60}-H_{122}$), lineares o ramificados, que cuentan con las siguientes características:

- ✓ Peso molecular moderado.
- ✓ Pronunciados puntos de fusión.
- ✓ Cristales en forma de agujas – partículas granulares.
- ✓ Sólidos frágiles que van de blandos a resistentes.
- ✓ Solubilidad limitada en aceites crudos.
- ✓ Producen flamas limpias al quemarse.

La solubilidad de las ceras parafínicas en otros hidrocarburos de aceite crudo es limitada y depende del peso molecular. Debido a la solubilidad limitada, los ambientes fríos pueden hacer que la cera se cristalice y precipite. La temperatura a la cual comienzan a formarse los cristales de cera recibe el nombre de punto de opacidad. Por encima del punto de opacidad, las ceras son solubles y el aceite tiene una apariencia clara. Justo en el punto de opacidad, se comienzan a formar los cristales de cera, por lo que el aceite tiene una apariencia opaca. Si la temperatura baja más allá de este punto, la parafina puede comenzar a precipitarse. La precipitación puede ocurrir en la formación, en la vecindad del pozo o en las líneas y equipo en superficie. Estos depósitos pueden generar graves restricciones en la producción o el taponamiento completo del pozo.

Número de Carbonos	Temperatura de fusión	Propiedades físicas
C12 a C16	< 15 °C	Parafina Suave
C16 a C21	15°C a 35°C	
C21 a C32	35°C a 50°C	
C32 a C60	> 50°C	Parafina Dura

Las partículas de parafinas son totalmente solubles en aceite crudo y son fuertemente afectadas por los cambios de temperatura y presión.

Punto de opacidad

El punto de opacidad es la temperatura a la cual las moléculas de parafina cambian de un estado líquido a un estado sólido.

Punto de curado

El punto de curado es la temperatura a la cual los precipitados de moléculas de parafina ya no cuentan con la propiedad de adhesión (ya no son “pegajosas”).

Intervalo de depositación de la parafina

El intervalo de depositación de la parafina es el intervalo en profundidad en un sistema de conducción de pozo de aceite en el cual la temperatura del flujo del aceite es menor que el punto de opacidad y mayor que el punto de curado.

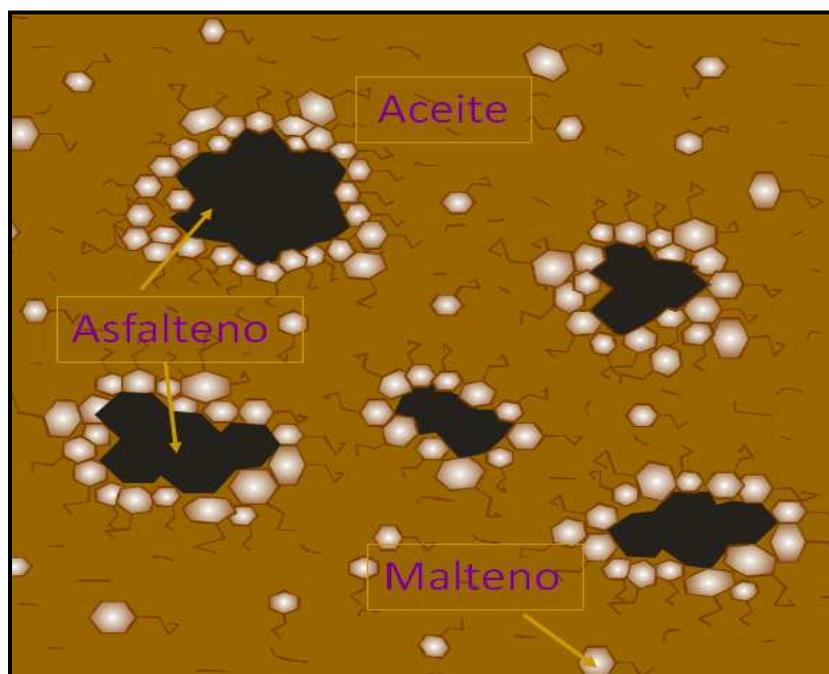
Factores que rigen la solubilidad y depositación de la parafina

Las parafinas son cristales, por lo que están sujetas a factores depositacionales de cristalización. A continuación se enlistan los factores que rigen la solubilidad y la depositación de la parafina:

- ✓ Temperatura
- ✓ Proporción solvente-a-soluto.
- ✓ Presión ejercida sobre la solución.
- ✓ Cantidad de gas en solución.
- ✓ Presencia de agua, arena y otros compuestos orgánicos.
- ✓ Acción de las resinas y asfaltenos.
- ✓ Rugosidad de la superficie.

Asfaltenos

Los asfaltos son los componentes negros de los aceites crudos y están constituidos de compuestos de anillos aromáticos, policíclicos, condensados y de alto peso molecular; su formula general es C_nH_{n-1} . La estructura molecular es muy compleja; por lo general contiene oxígeno, azufre, nitrógeno y varios metales. Los pesos moleculares varían desde unos miles hasta aproximadamente 100,000 unidades de peso molecular (MWU por su abreviatura en inglés). A diferencia de las parafinas, los asfaltenos no cuentan con un punto de fusión bien definido; en su caso se define un punto de ablandamiento – la temperatura a la cual los sólidos se convierten en una masa suave con apariencia de alquitrán.



Micelas de material asfáltico

La fracción de asfalteno de cualquier crudo es la porción que se precipita con un solvente de peso molecular bajo (n-pentano). La fracción de asfalteno de cualquier sustancia con apariencia de asfalto es la fracción insoluble en solventes de peso molecular bajo (n-pentano); la fracción soluble recibe el nombre de malteno.

Los asfaltenos tienen las siguientes características:

- ✓ De 6 a 20 anillos aromáticos.
- ✓ Gravedad específica de 1.2.
- ✓ Tamaño de las micelas de 30 a 60 Å.
- ✓ Amplio punto de ablandamiento.
- ✓ Sólido negro que va de pegajoso a duro.
- ✓ Dispersión coloidal en aceites crudos.
- ✓ Lífóbico (no es soluble ni se precipita) en destilados o condensados.
- ✓ Lífílico (soluble) en aromáticos, tetracloruro de carbono y bisulfuro de carbono.
- ✓ Producen una flama negra y tiznada cuando se queman.

Las dispersiones coloidales de asfalteno se impregnan con moléculas de malteno adsorbido, lo cual le da a la superficie una alta carga negativa. Estas moléculas de malteno son menos aromáticas y más parafínicas, y estabilizan o peptizan la dispersión de asfalteno. Estas láminas condensadas y peptizadas tienden a apilarse.

Cuando la superficie de carga negativa entra en contacto con especies con alta carga positiva – como los ácidos –, se produce una neutralización irreversible. Esta neutralización despeptiza la micela del asfalteno, ocasionando la floculación y la precipitación de los asfaltenos. A continuación se enlistan otros factores que pueden causar la desestabilización de la micela peptizada o estabilizada:

- ✓ Fluidos con pH muy alto.
- ✓ El potencial de gasto líquido causado por el movimiento a través del medio poroso o turbulencia – la turbulencia alrededor de la junta articulada de la tubería de producción, por ejemplo.
- ✓ Cambios drásticos de la temperatura.

- ✓ Adición de líquidos orgánicos de tensión superficial baja – menos de 25 dinas/cm² a 75°C (24°C). El pentano es un ejemplo clásico.
- ✓ Volatilización de las cadenas de carbono ligero del crudo (punto de burbuja).

Clasificación de los asfaltenos

Los asfaltenos se pueden clasificar con base en su solubilidad en varios solventes. A continuación se muestra dicha clasificación:

- ✓ Resinas neutras: materiales que son solubles en pentano.
- ✓ Asfaltenos: materiales que son solubles en benceno, pero que no son solubles en éter de petróleo.
- ✓ Ácidos asfaltogénicos: materiales que son solubles en benceno y álcalis.
- ✓ Carboides (carbono libre): materiales que son insolubles en benceno.
- ✓ Carbenos: materiales que son solubles en benceno, pero que no son solubles en tetracloruro de carbono.

Tipos de depósitos de asfalto

Se pueden formar dos tipos de depósitos de asfalto. El tipo de depósito dependerá del ambiente al que se encuentre expuesta la micela del asfalto.

Depósitos con apariencia de carbón duro (resistente)

Los depósitos con apariencia de carbón duro tienen su origen en partículas con carga eléctrica y en el potencial de gasto líquido que resulta del

movimiento o la precipitación de los asfaltenos justo por debajo del punto de burbuja del aceite crudo.

Lodos y emulsiones de película rígida

Los lodos y las emulsiones de película rígida son el resultado de la acidificación con HCl, la inyección de bióxido de carbono, la adición de solventes con baja tensión superficial y el aceite crudo parafínico. Por lo general, estos depósitos están compuestos de resinas naturales y ácidos asfalgénicos, y tienen la apariencia de una masa lodosa y fangosa.

Mecanismos de formación de los depósitos orgánicos.

Aunque los mecanismos de formación de los depósitos orgánicos son numerosos y complejos, el mecanismo principal es un cambio de temperatura o presión en la vecindad del pozo, o cerca de éste, durante la etapa de producción. Cuando se producen caídas de presión, se pueden liberar los gases disueltos, lo cual genera un enfriamiento. Las fracciones pesadas del hidrocarburo no son solubles en el aceite, por lo que comienzan a cristalizarse. El enfriamiento de la vecindad del pozo y la inyección de fluidos fríos para realizar algún tratamiento tienen un efecto mucho más pronunciado. La pérdida de calor a medida que el aceite fluye hacia arriba a través de la tubería de producción puede tener importantes efectos de enfriamiento. La mezcla de crudos (crudos ligeros y pesados) puede resultar en un proceso de depositación.

No se deben confundir los depósitos orgánicos con los lodos, otro tipo de depositación. Este último se produce debido a una reacción entre algunos aceites crudos y ácidos inorgánicos muy fuertes. Los lodos no se pueden disolver.

Diagnóstico y pruebas

Estos son algunos factores claves para el diagnóstico:

- ✓ Caída pronunciada de la producción.
- ✓ Incremento de las relaciones gas/aceite o agua/aceite.
- ✓ Caída de la presión del yacimiento con respecto a la presión del punto de burbuja.
- ✓ Disminución de la gravedad API.
- ✓ Parafina en varillas y bombas.
- ✓ Uso de aceiteras calientes y limpia tubos.
- ✓ Historial de reparación y terminación.
- ✓ Color de la fluorescencia en los datos del núcleo.

Las pruebas de confirmación incluyen:

- ✓ Inspección visual.
- ✓ Pruebas de solubilidad (solventes orgánicos).
- ✓ Análisis del aceite (gravedad API, parafina y asfalteno).
- ✓ Pruebas de flama (bajo campana de ventilación).
- ✓ Análisis de muestras de achique; las orgánicas por lo general tienen incrustaciones.
- ✓ Nodos excesivos de caídas de presión.

Por lo general, los solventes orgánicos vuelven a solubilizar los depósitos. Se puede personalizar la mezcla de solventes para resolver problemas particulares; sin embargo, los solventes aromáticos son fluidos eficientes y de propósito general. Muy a menudo, el agregar un poco de alcohol al proceso de disolución de asfaltenos puede resultar benéfico.

Depósitos mixtos

Los depósitos mixtos (orgánicos/inorgánicos) son una mezcla de compuestos orgánicos e incrustaciones o limos y arcillas. Las incrustaciones o el conjunto de limos y arcillas se vuelven mojables en aceite y actúan como emplazamiento de nucleación para los depósitos orgánicos. Se puede formar un sólido de capas múltiples. Esto puede ocurrir en el área alrededor de la vecindad del pozo y en la tubería de producción, lo cual puede generar pérdidas en la producción.

A menudo, los depósitos mixtos necesitan sistemas de dos solventes, como la dispersión de un solvente de hidrocarburos (por lo general aromático) en un ácido.

Limos y arcillas

Entre los daños que pueden ocasionar los limos y las arcillas, se puede incluir la invasión de la permeabilidad del yacimiento con fluidos de perforación, terminación o reparación, así como el hinchamiento y la migración (o ambas) de los finos de la formación.

Las arcillas u otros sólidos contenidos en los fluidos de perforación, terminación o reparación pueden invadir la formación cuando las partículas son más pequeñas que las aperturas de las gargantas de los poros (Figura 3F). Cualquier incremento posterior del gasto de flujo a través de la zona invadida forzará la migración de altas concentraciones de partículas. Es entonces cuando se podría fomentar la formación de puentes, lo cual reduciría la permeabilidad general de la red de poros.

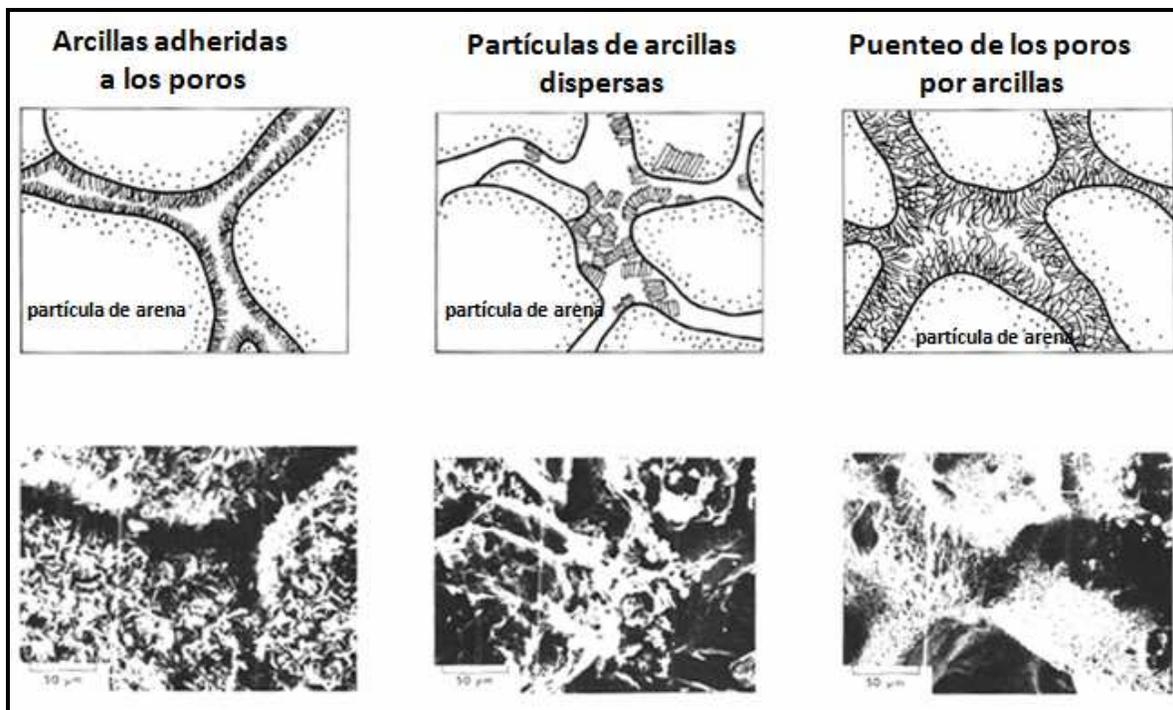


Figura 3F. Arcillas adheridas a los poros y partículas dispersas

Cuando los filtrados a base de agua provenientes de los fluidos de perforación, terminación, reparación o tratamiento invaden la porosidad del yacimiento, pueden alterar el equilibrio que existe entre las arcillas y las aguas de la formación.

Normalmente, esto se debe a un cambio de salinidad que crea desequilibrios en las fuerzas que mantienen unidas a las arcillas. Las esmectitas se pueden hinchar, reduciendo así drásticamente la permeabilidad. Los agregados floculados de las arcillas migratorias se pueden dispersar, lo que posteriormente podría ser una causa de bloqueo en las gargantas de los poros. Es posible que esta alteración de las arcillas originales sea la causa generadora de daños más común e importante.

Durante la producción, las partículas pueden migrar con los fluidos producidos. Nuevamente, las partículas pueden formar puentes cerca de la vecindad del pozo, reduciendo así la productividad. Cuando las partículas

responsables del daño provienen de las rocas del yacimiento, generalmente se les conoce con el nombre de finos. Este término incluye arcillas (filosilicatos con un tamaño normalmente menor a 4μ) y limos (silicatos o silicatos con aluminio con un tamaño que va de 4 a 64μ). Estas partículas son solubles en mezclas de ácido fluorhídrico.

Los daños que causan los finos localizados en el área cercana a la vecindad del pozo se encuentran dentro de un radio de 3 a 5 pies. También es posible que los daños se presenten en los empaques de grava. En el caso de las areniscas, el daño se elimina utilizando ácido que contenga HF – Mud acid a diferentes concentraciones o en combinación con ácidos orgánicos o ácido florobórico y sus variantes similares).

Por lo general, se utiliza un sistema de HCl para eliminar los daños causados por finos en formaciones carbonatadas. Ya que los finos no se encuentran disueltos, sino más bien dispersos en las fracturas naturales o en los agujeros de gusano de reciente creación, por lo general se recomienda el uso de nitrógeno en aquellos casos en los que se tenga una baja presión de fondo de pozo. El nitrógeno ayudará a la eliminación de los finos.

Diagnóstico y pruebas

Estos son algunos factores claves para el diagnóstico:

- ✓ Alto contenido de arcilla.
- ✓ Producción inicial nula o baja.
- ✓ Rápida declinación de la producción.
- ✓ Gran abatimiento durante la terminación.
- ✓ Principio de producción de agua.
- ✓ Pérdida excesiva de fluidos durante las operaciones de perforación o reparación; colocación de pastillas para evitar pérdidas.

- ✓ Buena producción, seguida de una caída después de la producción de agua congénita.
- ✓ Manifestación de saturación alta de agua en los registros, pero producción inicial de agua nula o baja.
- ✓ Cálculo de una alta presión diferencial (un producto con una buena altura y permeabilidad realmente más baja).
- ✓ En los fluidos producidos no hay sólidos o los hay pero en cantidades muy pequeñas (En caso de que sí haya sólidos, tienen niveles de solubilidad del 75 al 97% en ácido en Mud Acid).

Las pruebas de confirmación incluyen:

- ✓ Manifestación pobre en los registros con altos niveles de saturación de agua y diferencias en los valores de inducción.
- ✓ El núcleo muestra una textura de grano muy fino. (VFG)
- ✓ Los núcleos de pared tienen un enjarre grueso.

- ✓ Alto porcentaje de esmectita, illita o arcillas de capa mixta en la difracción de rayos X.
- ✓ Alto contenido de cuarzo y bajo contenido de arcilla en la difracción de rayos X (todas las arcillas son esmectitas con presencia de barita).
- ✓ Las solubilidades del ácido están fuera de línea en los datos de núcleo y registro.
- ✓ Los estudios petrográficos muestran arcillas autógenas (arcillas formadas in situ) en las gargantas de los poros o alta microporosidad (retención capilar del agua).
- ✓ Una diferencia de menos del 20% entre las solubilidades del HCl y Mud Acid regular.

- ✓ Estudio del historial de reparaciones y de los registros de producción para determinar el análisis de aguas de los fluidos producidos y del fluido de terminación

Bacterias

Las bacterias son microorganismos – con un diámetro de aproximadamente 0.5μ – que viven en el agua. Se multiplican rápidamente – pueden duplicar su población en 20 minutos – en un amplio rango de condiciones; esto reduce la permeabilidad y daña la formación.

Las bacterias se clasifican con base a sus requerimientos de oxígeno: aeróbicas (las que necesitan oxígeno) y anaeróbicas (pueden existir en la ausencia de oxígeno). Las bacterias anaeróbicas crecen en el fondo del pozo a temperaturas que pueden llegar a los 150°F (66°C). Las bacterias anaeróbicas pueden entrar al sistema por medio de los líquidos de terminación o reparación.

Las bacterias que causan más problemas se clasifican en las siguientes categorías:

- ✓ Bacterias sulfato reductoras (SRB): Estas bacterias utilizan los iones de sulfato del agua para llevar al cabo sus funciones metabólicas; esto ocasiona una reducción de los iones de sulfato, los cuales se convierten en iones de sulfuro, mientras que se crea sulfuro de hidrógeno como producto secundario. Este proceso resulta en altos niveles de corrosión y picaduras, un aumento del carácter corrosivo de las aguas dulces, el taponamiento del yacimiento y la posible descomposición térmica del sulfuro.
- ✓ Bacterias de hierro (manganeso): A medida que van creciendo, estas bacterias forman un escudo de hidróxido férrico (de

manganeso) alrededor de ellas. Los iones metálicos los obtienen del agua aun cuando las concentraciones sean de partes por millón. Estas bacterias son aeróbicas, pero sólo necesitan trazas de oxígeno para poder vivir. Prefieren las aguas frescas y templadas, pero también se les puede encontrar en salmueras.

- ✓ Son causantes de problemas de corrosión y taponamiento.
- ✓ Bacterias mixógenas: Este tipo de bacterias puede producir densas masas de fango, lo cual puede ocasionar problemas de corrosión y taponamiento.
- ✓ Prefieren las aguas de baja salinidad y son anaeróbicas.
- ✓ Los daños generados por bacterias pueden encontrarse en pozos de inyección de agua, pozos de desechos o pozos geotérmicos.

3.7. ESTUDIOS DE LABORATORIO

Los estudios de laboratorio tienen los siguientes objetivos:

- ✓ Identificar los daños.
- ✓ Analizar la roca.
- ✓ Analizar los fluidos de la formación.
- ✓ Seleccionar el diseño y el fluido de tratamiento óptimos.

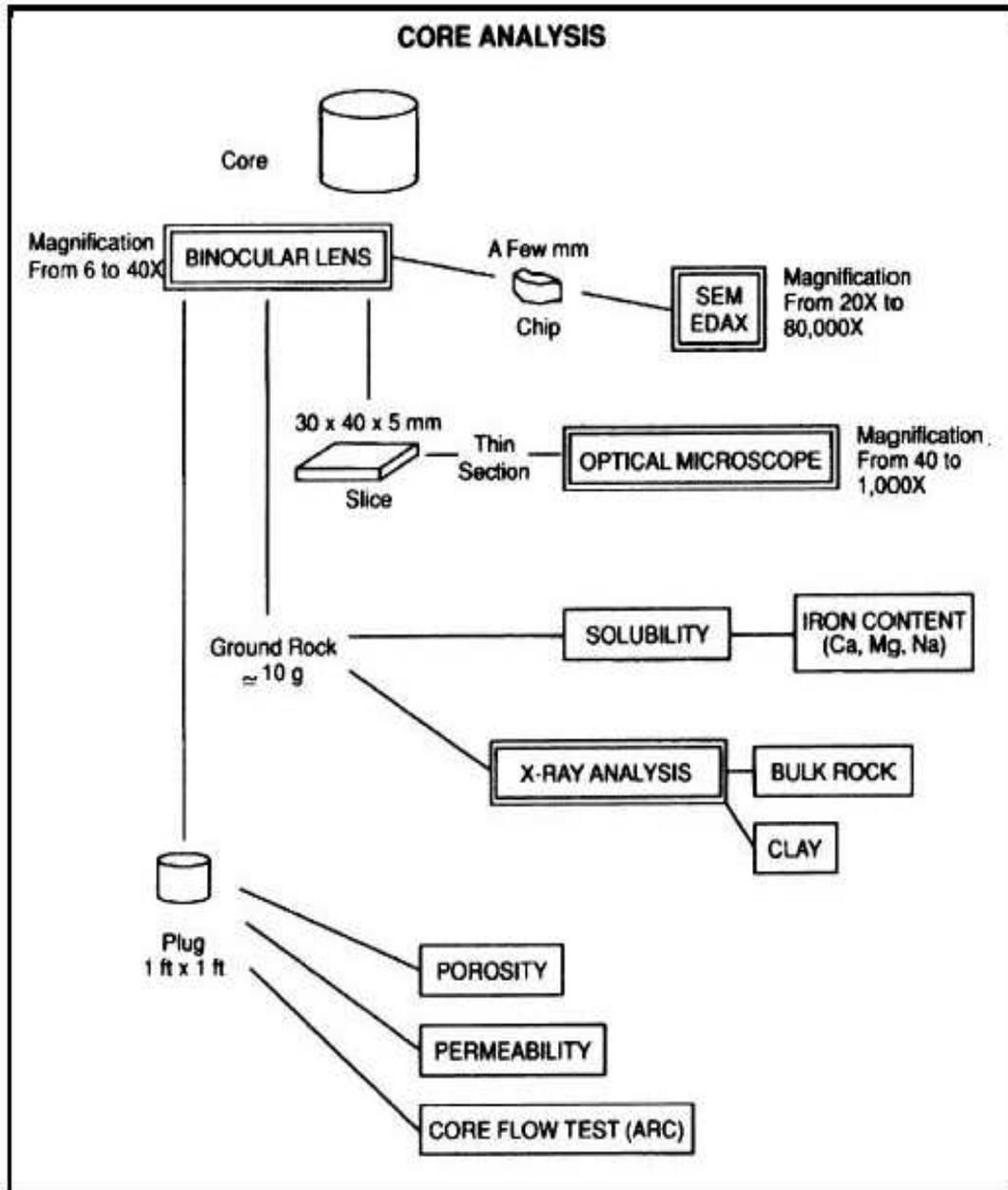
Para realizar el estudio en el laboratorio, se requiere contar con núcleos de la formación, muestras de los fluidos de la formación y, en algunas ocasiones, muestras del material dañino (depósitos orgánicos o incrustaciones). Una vez que se tienen estos elementos, se realizan diferentes análisis para obtener la información necesaria para el diseño del tratamiento de la matriz.

Análisis del núcleo

El análisis del núcleo, el cual incluye pruebas de flujo, es una parte integral del estudio de laboratorio y se utiliza para ayudar en el diseño del tratamiento de la matriz.

Los diferentes métodos que se aplican en el análisis del núcleo para la determinación del tratamiento de la matriz se le puede clasificar de la siguiente manera:

- ✓ Estudios químicos – se incluyen pruebas de solubilidad y cálculos para determinar la cantidad de hierro disuelto en HCl.
- ✓ Estudios petrográficos – se incluye el análisis de difracción de rayos X, la observación con lentes binoculares, exámenes de lámina delgada con un microscopio de luz polarizada, y observaciones con microscopio de barrido electrónico (SEM por su abreviatura en inglés).
- ✓ Estudios petrofísicos – para determinar la porosidad y la permeabilidad de la muestra.



Pruebas de flujo en el núcleo – para monitorear la respuesta de la permeabilidad de la roca cuando se inyectan fluidos diferentes

Pruebas de solubilidad

Se trata de una técnica simple que se utiliza para determinar la cantidad de cualquier material disuelto en un solvente dado. Los resultados se proporcionan como un porcentaje del peso.

La solubilidad de las rocas en ácidos depende de la mineralogía de la roca. La solubilidad total es la suma de la solubilidad de cada uno de los minerales que la componen. La tabla 2 muestra la solubilidad en ácido de varios materiales comunes.

A menudo, los resultados de las pruebas de solubilidad se utilizan como una primera aproximación del contenido de minerales con carbonato y arcilla/limo.

- ✓ La solubilidad en HCl se utiliza normalmente como el contenido de carbonato.
- ✓ La diferencia entre las solubilidades en Mud Acid y en HCl se toma como una aproximación del contenido de limo/arcilla (finos totales).
- ✓ El contenido total de limo reactivo es la diferencia entre este contenido de finos y el contenido de arcilla que se obtiene en la difracción de rayos X.

Los minerales, además del carbonato, son solubles en HCl (Tabla 2). Entre ellos, se incluyen los sulfatos (anhidrita), los óxidos de hierro y la halita. Incluso una roca sin carbonatos puede tener una solubilidad relativamente alta en HCl. Por lo tanto, se debe tener cuidado con el uso de las solubilidades.

Las pruebas de solubilidad se realizan en condiciones ideales en el laboratorio. Son una representación de la solubilidad máxima de la formación. Las solubilidades efectivas durante los procesos de acidificación pueden ser completamente diferentes, ya que dependen de la estructura de la roca y de la

posición de cada mineral con respecto a las paredes de los poros. Las pruebas de solubilidad también se utilizan para identificar incrustaciones dañinas y depósitos orgánicos. Además, se les utiliza para optimizar el solvente.

El contenido de hierro en el ácido clorhídrico gastado se puede utilizar para determinar la cantidad y el tipo de agente que se ha de utilizar para controlar el hierro. Obsérvese que muchos de los minerales con contenido de hierro contienen hierro en su estado ferroso (Fe^{2+}).

Table 2. Solubility of the Common Minerals in Acids

Minerals	Chemical Composition	Solubility in	
		HCl	HCl + HF
Quartz	SiO_2	None	Low
Orthoclase	$\text{Si}_2\text{Al}_2\text{O}_6\text{K}$	None	Moderate
Microcline			
Albite	$\text{Si}_2\text{Al}_2\text{O}_6\text{Na}$	Very Low	Moderate
Feldspars			
Plagioclase	$\text{Si}_2\text{Al}_2\text{O}_6(\text{Na,Ca})$	Very Low	Moderate
Biotite	$(\text{AlSi}_3\text{O}_{10})\text{K}(\text{Mg, Fe})_2(\text{OH})_2$	Low	Moderate
Micas			
Muscovite	$(\text{AlSi}_3\text{O}_{10})\text{K}(\text{Al})_2(\text{OH})_2$	Low	Moderate
Kaolinite	$\text{Al}_2(\text{Si}_2\text{O}_5)(\text{OH})_4$	Low	High
Illite	$\text{Si}_4\text{Al}_2\text{O}_{20}(\text{OH})_2\text{K}_2\text{Al}_2$	Low	High
Clays			
Smectite	$(\frac{1}{2}\text{Ca, Na})_2(\text{Al, Mg, Fe})_2\text{Si}_4\text{Al}_2\text{O}_{20}(\text{OH})_2\text{nH}_2\text{O}$	Low	High
Chlorite		Moderate	High
Mixed Layer	Kaolinite, illite or chlorite with smectite	Low	High
Carbonates			
Calcite ¹	CaCO_3	High	High
Dolomite	CaCO_3	High	High
Ankerite	$\text{Ca, Mg}(\text{CO}_3)_2$	High	High
Gypsum	$\text{Ca, (Mg, Fe)}(\text{CO}_3)_2$	Moderate	High
Sulfates			
Anhydrite	$\text{CaSO}_4, 2\text{H}_2\text{O}$	Moderate	High
Halite	CaSO_4	High	High
Iron Oxides	NaCl	High	High

¹CaF₂ precipitation

CAPÍTULO 4. ESTIMULACIÓN MATRICIAL

4.1 TIPOS DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL

En el ámbito petrolero existen dos tipos de estimulación en formación que se caracteriza por los gastos y presiones de inyección obtenidos en una prueba de admisión. Gastos de inyección a presiones inferiores a la presión de fractura hablamos de la Estimulación Matricial, mientras aquellos gastos y presiones por arriba de la presión de fractura la hablamos de Estimulación por Fracturamiento.

La prueba de admisión consiste en inyectar a la formación un fluido inerte (inyectar un fluido que no daña a la formación) a gastos muy bajos (1/2 barril por minuto) midiendo la presión de inyección, después se incrementa el gasto de bombeo por etapas donde se registrará un cambio brusco de la pendiente de la curva obteniendo como resultado la Figura 4.1.1, donde si trazamos rectas en las dos tendencias que se forman por el incremento de inyección y de presión tendremos un punto en común que es la presión máxima para estar en régimen de Estimulación Matricial.

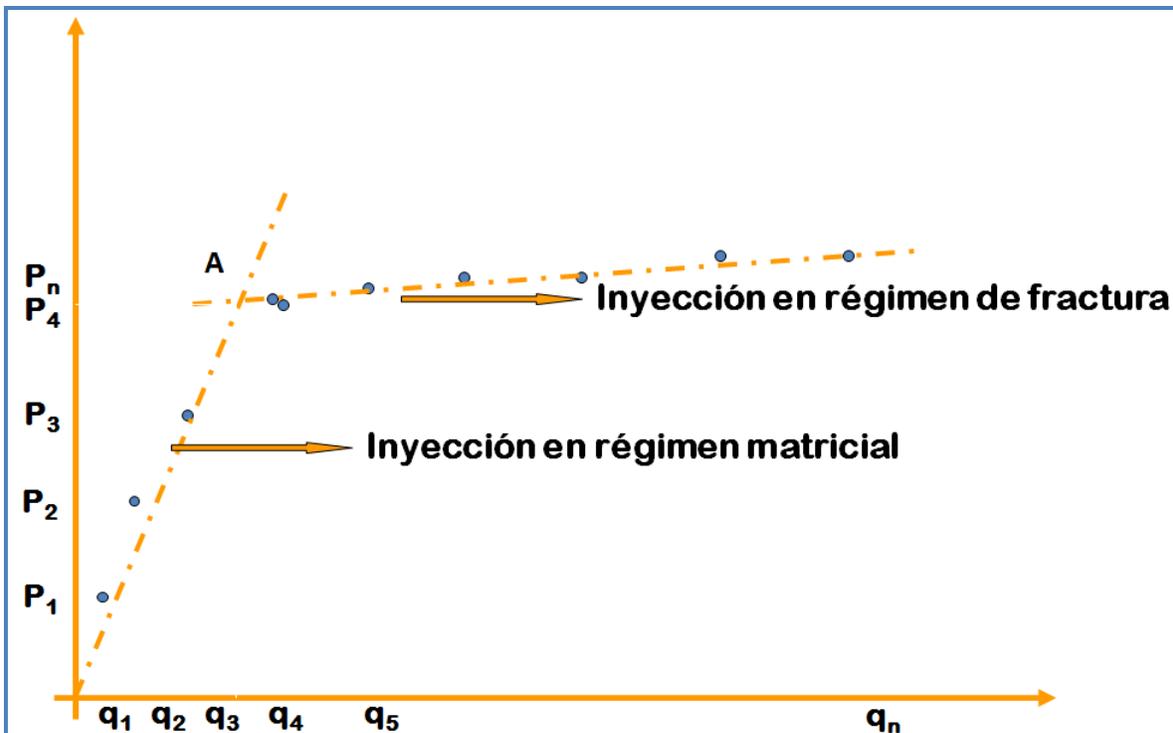


Figura 4.1.1 Comportamiento de la presión de inyección en cabeza de pozo durante una prueba de admisión a la formación.

Los procedimientos de estimulación matricial son caracterizados por gastos y presiones por debajo de los valores apreciados en el punto A. El cual permitirá el ingreso de fluido a la matriz en forma radial circular con un mejor contacto de la zona dañada cercana a la pared del pozo con el fluido de estimulación.

En la gran mayoría de los yacimientos no toleran gastos de inyección muy altos en entrada radial circular a la matriz, debido a que si fueran mayores entraríamos al régimen de fractura.

El objetivo que se busca con la estimulación matricial es que el daño a la formación sea removido antes de que el pozo se ponga a producir a su potencial natural y consiste en la inyección a bajo gasto y presiones bajas de pequeños volúmenes de fluido de solución para la remoción y estimulación de la matriz crítica.

La Estimulación Matricial se puede clasificar en diversos grupos dependiendo de la interacción entre la solución y tipo de daño en la roca:

- La estimulación matricial no reactiva (no ácida), en la cual los fluidos de tratamiento no reactivos 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 resolver daños por bloqueos de agua, aceite o emulsión; daños por pérdidas de lodo, por depósitos orgánicos, etc.
- La estimulación matricial reactiva (ácida), en la cual los fluidos de tratamiento reaccionan químicamente disolviendo material que daña la formación y los propios sólidos de la roca. Se emplea para remover algunos tipos de daño como el ocasionado por partículas sólidas (arcillas), precipitaciones inorgánicas, etc. En algunos casos, principalmente en formaciones de alta productividad se utilizan no solo para remover el daño, si no 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.

Los yacimientos de carbonatos (calizas, dolomías y oolitas) tienen sistemas de poros más complejos que los yacimientos de areniscas. Las calizas oolíticas son granulares (como las areniscas) y pueden tener una porosidad y permeabilidad primaria.

Las calizas están formadas por más de 50% de materiales de carbonatos; de éstos, 50% ó más constan de calcita, aragonita o de ambos. Una pequeña mezcla de partículas de arcilla o de materia orgánica proporciona la coloración grisácea a las calizas, las cuales pueden ser blancas, grises, de

colores gris oscuro, amarillento, verdoso o de color azul. Algunas calizas llegan a ser hasta de color negro.

Las dolomías son rocas que contienen más de 50% de dolomía [$\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$]. El material de dolomía pura se compone de 45.7% MgCO_3 y 54.3% CaCO_3 (por peso) ó 47.8% CO_2 , 21.8% MgO y 30.4% CaO (por peso). Las dolomías son similares a las calizas en cuanto a su apariencia; por tanto, es difícil diferenciarlas a simple vista.

Los yacimientos de carbonatos son fácilmente solubles en ácido clorhídrico (HCl). Por consiguiente, en la acidificación de carbonatos (a diferencia de la acidificación de areniscas), el ácido reacciona con la roca, pero por lo general no reacciona con el daño (excepto incrustaciones). El ácido pasa la zona dañada al crear canales nuevos (agujeros de gusanos) en la roca y/o crea una ruta de flujo (roca grabada) para la remoción del daño.

Los ácidos orgánicos (por ejemplo, el ácido acético o fórmico) o las mezclas de ácido acético/clorhídrico también se pueden utilizar para acidificar los yacimientos de carbonatos. Bajo circunstancias comparables, los ácidos orgánicos reaccionan de forma más lenta que el ácido clorhídrico (HCl). En mezclas de ácidos acéticos/ clorhídricos, el HCl reacciona rápidamente, mientras que el ácido orgánico reacciona de forma lenta.

Principios de los Ácidos

El ácido que se utiliza más comúnmente para la estimulación de matriz en los yacimientos de carbonatos es el ácido clorhídrico. También se utilizan los ácidos fórmicos (HCOOH) y acéticos (CH_3COOH), principalmente en sistemas de ácidos retardados o en aplicaciones a altas temperaturas.

Los ácidos son sustancias químicas que, cuando se mezclan o disuelven en agua, liberan H_3O^+ (iones de hidronio).

Molaridad

Una solución de un mol de ácido se define como aquella que contiene un mol de ácido disuelta en agua para proporcionar un litro de solución final. Un mol es el peso molecular, expresado en gramos, que es igual a $6.02E23$ moléculas (Número de Avogadro). Por ejemplo, una solución de un mol de ácido clorhídrico contiene 36.5 g de HCl disuelto en un litro de solución final.

Normalidad

Una solución normal de ácido se define como aquella que es capaz de liberar un mol de H_3O^+ por litro de solución. Por ejemplo, una solución molar de HCl también es una solución normal. Un mol de HCl por litro de solución libera un mol de H_3O^+ por litro de solución. Una solución molar de ácido sulfúrico (H_2SO_4) es 2N, porque un mol de ácido por litro de solución libera dos moles de H_3O^+ .

pH

El valor pH de una solución acuosa se define por medio del cologaritmo decimal (o el antilogaritmo) de la concentración H_3O^+ expresada en moles por litro;

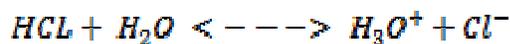
$$\text{Valor pH} = -\log [H_3O^+]$$

Constante de Disociación

Una propiedad importante de los ácidos es que, en las soluciones acuosas, se disocian (ionizan) por medio de la reacción:



Cuando el HCl se disuelve en agua, esencialmente se disocia por completo de la siguiente forma:



Por este motivo, se le llama un ácido fuerte.

Los ácidos orgánicos se llaman ácidos débiles porque no están ionizados o disociados en agua por completo. Se alcanza un equilibrio entre los dos estados, ionizado y no-ionizado, del ácido orgánico. Este equilibrio se caracteriza por la constante de disociación (K_d) del ácido.

$$K_d = \frac{(H_3O^+)(A^-)}{HA}$$

(HA) es la actividad de la especie HA en solución y (A-) es la actividad de la especie A-. La actividad se puede considerar igual a la concentración. Esto es estrictamente cierto para la solución diluida, pero no para soluciones con concentraciones altas.

Las constantes de disociación para los ácidos orgánicos son mucho más bajas que las de los ácidos inorgánicos comunes (tal como se muestra en la (Figura 4.1.2). Estos ácidos bajo condiciones comparables están mucho

menos disociados dentro del estado ionizado reactivo que el ácido clorhídrico, de ahí que se le conozca con el término de “ácido débil”.

Constantes de Disociación para diferentes ácidos		
Ácido	Constante de disociación K a 77 °F (25 °C)	
Ácido clorhídrico (HCl)	10	
Ácido sulfúrico (H ₂ SO ₄)	1.2 x 10 ⁻²	Ácido Fuerte
Ácido fluorhídrico (HF)	3.53 x 10 ⁻⁴	
Ácido fórmico (HCOOH)	1.77 x 10 ⁻⁴	
Ácido acético (CH ₃ COO)	1.76 x 10 ⁻⁵	Ácido Débil
Ácido carbónico (H ₂ CO ₃)	4.3 x 10 ⁻³	
Ácido bórico (H ₂ BO ₄)	7.3 x 10 ⁻¹⁰	Ácido muy débil

Figura 4.1.2 Con constantes bajas de disociación

Los ácidos acéticos y fórmicos tienen reacciones lentas o retardadas, comparada con el HCl. La constante de disociación para el ácido acético y fórmico disminuye con un aumento de la temperatura, mientras que la mayoría de los ácidos minerales tienen constantes incrementadas de disociación.

La constante de disociación varía con la temperatura de acuerdo con la siguiente relación:

$$-\log K_d = A_1/T - A_2 + A_3T$$

en donde los coeficientes A₁, A₂ y A₃ son comunes para cierto ácido orgánico. Esta relación muestra que la constante de disociación aumenta muy ligeramente entre 122 y 176°F (50 y 80°C), pero después disminuye conforme aumenta más la 6 temperatura (el término A₃T se vuelve predominante). Por tanto, a temperaturas altas (la aplicación normal para estos ácidos), éstos están menos ionizados o son menos reactivos que a temperaturas bajas.

Diagénesis de las rocas carbonatadas

La diagénesis de las rocas de carbonatos, incluyendo la dolomitización, da como resultado la formación de porosidad. El reemplazo de la calcita por dolomita involucra la contracción de aproximadamente 12%, si la reacción procede de la siguiente forma:



La precipitación subsiguiente de los carbonatos en los poros también puede destruir la porosidad formada por la dolomitización.

Cuando el ácido se bombea dentro de un yacimiento de carbonatos a presiones por debajo del fracturamiento, el ácido fluye de forma preferencial hacia adentro de la región de permeabilidad más alta — los poros más grandes, vóculos o fracturas. La reacción del ácido en los poros más grandes provoca la formación de canales de flujo grandes y altamente conductivos llamados agujeros de gusanos. Los ácidos altamente reactivos tienden a formar un número limitado de agujeros de gusanos, mientras que los ácidos menos reactivos forman un mayor número de agujeros de gusanos, más cortos y de menor diámetro.

La distribución de porosidad es en particular importante al inicio de la reacción, cuando los agujeros de gusanos empiezan a crecer. El trabajo realizado ha demostrado que el número de agujeros de gusanos está determinado por medio de la heterogeneidad de la formación.

Se ha encontrado que existe una correlación entre la porosidad y permeabilidad en muchos yacimientos de carbonatos. Por lo regular, la permeabilidad de la matriz es baja (menor a 10 md). Aunque la permeabilidad de muchos yacimientos de calizas y dolomías es muy baja, su gasto de

producción a menudo es considerablemente más alto de lo que se esperaría de la permeabilidad en los núcleos, esto se debe a la naturaleza fracturada de muchas de estas rocas. Las fracturas, aún aquellas que tienen una anchura muy pequeña, tienen permeabilidades altas efectivas. En consecuencia, la capacidad de flujo de estas rocas de carbonatos es a menudo mayor que la de una arenisca promedio.

Cinética de Reacción Sencilla

La reacción del ácido con los minerales de la formación, en yacimientos de carbonatos, da como resultado la disolución y por consiguiente la creación de nueva permeabilidad. Por tanto, la permeabilidad cercana al agujero se puede ver aumentada por encima del valor del yacimiento original. Esto resultará en un efecto de daño negativo y un aumento substancial en la productividad del pozo o del índice de inyectividad.

La reacción de los minerales insolubles en agua con ácido da como resultado sales solubles, dióxido de carbono y agua. La reacción del HCl con la calcita es:



La reacción del HCl con la dolomita es:



La cantidad de ácido necesario para disolver cierta cantidad de material de carbonatos y la cantidad de los productos de reacción producida por la reacción se puede calcular al considerar la estequiometría de la reacción, es decir, las proporciones de varios reactantes que participan en la reacción.

4.1 ESTIMULACIÓN MATRICIAL EN ARENISCAS

El éxito de cualquier tratamiento matricial depende de la respuesta favorable que tenga la formación ante el fluido de tratamiento. Por ello, el fluido de tratamiento debe eliminar el daño de formación y ser completamente compatible con la roca y los fluidos de la formación.

La sensibilidad que una formación pueda tener ante un fluido dado incluye todas las reacciones perjudiciales que puedan ocurrir al entrar en contacto el fluido y la roca: la pérdida de consolidación y el colapso de la matriz, la liberación de finos o la formación de precipitados. Una formación es “sensible” si la reacción entre el fluido en cuestión y los minerales de la roca genera un daño de formación en la formación.

La sensibilidad de las areniscas se ve afectada por daño a la formación causada por el ácido fluorhídrico, así como otros factores. Los iones de silicio, aluminio, potasio, sodio, magnesio y calcio pueden formar precipitados a temperaturas determinadas y una vez que se exceda su límite de solubilidad, podrían generar daños en la formación. Por ello, la sensibilidad depende de la reactividad general de los minerales de la formación con el ácido.

MINERALES	ÁREA	SOLUBILIDAD	
		HCL	HCL - HF
Cuarzo	Baja	No	Muy baja
Pedernal	Moderada alta	No	Baja
Feldespato	Baja a moderada	Muy baja	Baja a moderada
Micas	Moderada	Baja	Moderada
Caolinita	Alta	Baja	Alta
Ilita	Alta	Baja	Alta
Esméctica	Alta	Baja	Alta
Clorita	Alta	Baja a moderada	Alta

Calcita	Baja a moderada	Alta	Alta, pero precipitación de CaF ₂
Dolomía	Baja a moderada	Alta	
Ankerita	Baja a moderada	Alta	
Siderita	Maja a moderada	Alta	

La solubilidad real de los minerales de un yacimiento de areniscas depende en gran medida de su posición dentro de la estructura de la roca. Por ello, los estudios petrográficos nos pueden ayudar a entender la respuesta de la roca al tratamiento durante la prueba de flujo.

Solubilidad en HCl

Generalmente, se considera que la solubilidad de la roca en ácido clorhídrico representa el contenido de carbonatos de la arenisca. Este supuesto debe verificarse durante el estudio petrográfico, pues otros minerales – óxidos, sulfuros y cloritas – también son parcialmente solubles en HCl. Una arenisca con una solubilidad en HCl mayor a 20% no debe tratarse con HF directo. El HF reacciona con el carbonato de calcio para formar precipitados de fluoruro de calcio. Cuando la solubilidad es menor al 20%, un preflujo con HCl ayuda a evitar el contacto entre el HF y la roca con carbonatos. Cuando la solubilidad es mayor al 20%, se puede utilizar un fluido de tratamiento base HCl; sin embargo, para evitar problemas adicionales de pérdida de consolidación, por lo general se prefiere un tratamiento con ácido fluorbórico directo (Clay Acid).

Contenido de arcilla

Es importante conocer las cantidades de cada tipo de arcilla en la formación; sin embargo, es mucho más importante saber la posición y distribución de las arcillas en el yacimiento, ya que son ellas las que determinan la respuesta de la roca al tratamiento.

2.3 Metodología para la selección del fluido

La selección del fluido se basa en un principio muy simple: el fluido debe eliminar el daño de formación de forma eficiente e incrementar la permeabilidad. También se debe considerar el daño de formación que pudiera resultar de la presencia de precipitados.

Factor químico

La solubilidad de los precipitados en el fluido de sobredesplazamiento y en los fluidos del yacimiento.

La posibilidad de que ocurra una precipitación y sus efectos en la permeabilidad de la formación pueden determinarse por medio de pruebas de flujo; dicha información se puede utilizar para desarrollar el fluido de tratamiento óptimo. Las pruebas de flujo bajo condiciones reales son las únicas pruebas de laboratorio que pueden detectar el efecto de la incompatibilidad entre el fluido inyectado y los minerales de la formación. No solamente se evalúan cuantitativamente los daños potenciales y la reducción de la permeabilidad; también se puede identificar la naturaleza del proceso dañino por medio de la combinación del análisis de efluentes y el análisis de núcleo después del tratamiento.

Mecanismo para la eliminación del daño de formación

Existen diferentes tipos de reacciones entre ácidos y areniscas, y cada tipo tiene resultados diferentes:

- ❖ El ácido sólo disuelve el daño de formación y los finos – formulaciones con HF ordinario (o Mud Acid).

- ❖ El fluido disuelve o dispersa el daño de formación y los finos – formulaciones de suspensión, con o sin base ácido.
- ❖ El ácido disuelve y estabiliza los finos no disueltos – formulaciones con ácido florobórico.

Es importante contar con una determinación exacta del tipo de daño de formación. El daño lo pueden determinar los siguientes factores:

- ❖ Tipos de arcillas y sus características, incluyendo su tamaño.
- ❖ Permeabilidad y tipo de porosidad en la arenisca.

El daño de formación se puede identificar a partir de esta información debido a los finos migratorios que se presentan durante la producción. La migración de finos requiere de un ácido con efecto estabilizador. La comparación del tamaño de las partículas y el tamaño de los poros puede indicar que la mejor opción es un fluido con propiedades de suspensión. En las areniscas, los tamaños de las gargantas son generalmente pequeños; por lo tanto, si la formación no tiene fisuras, dicho mecanismo de suspensión sólo será efectivo a distancias muy cortas del agujero.

Fluidos de preflujo y sobredesplazamiento

El diagrama de flujo de selección que se muestra en las Figuras 1a y 1b indica el fluido de tratamiento principal. Sin embargo, se deben utilizar fluidos de preflujo y sobredesplazamiento para obtener una eficiencia máxima con el fluido de tratamiento. El preflujo y el sobredesplazamiento deben aplicarse siguiendo los siguientes lineamientos.

Preflujo

Por lo general se utiliza HCl como fluido de preflujo en la acidificación de areniscas con el propósito de lograr lo siguiente.

- ❖ Desplazar la salmuera del agujero cuando no se utiliza un espaciador de cloruro de amonio. Esto se hace para evitar el contacto entre el HF y cualquier salmuera de la formación que contenga K^+ , Na^+ o Ca^{2+} .
- ❖ Disolver una cantidad máxima de carbonato para minimizar la precipitación de CaF_2 . El ácido acético puede reemplazar al HCl para disolver carbonatos en pozos de altas temperaturas – por encima de los $400^\circ F$ ($204^\circ C$).

Se puede utilizar xileno, con o sin HCl, para eliminar los componentes de parafina y asfalteno. Se pueden utilizar solventes mutuos siempre y cuando se haya probado su compatibilidad con el crudo in situ. Normalmente se les utiliza en combinación con HCl o cloruro de amonio.

En caso de ser necesario, se pueden formular otros aditivos, tales como surfactantes y estabilizadores de arcillas.

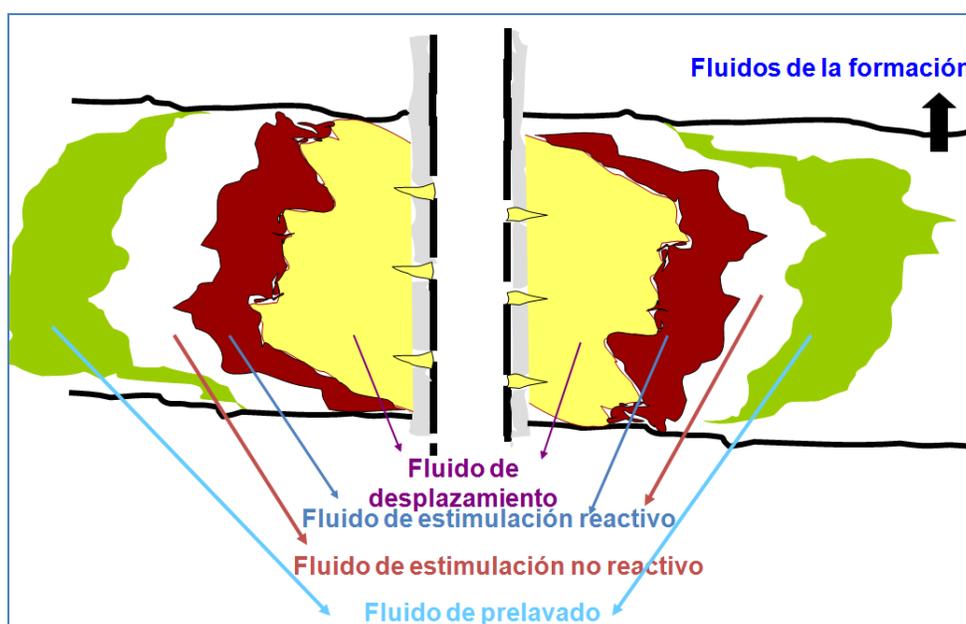
Sobredesplazamiento

La función del sobredesplazamiento es desplazar el lavado principal con ácido de un radio mayor a cuatro pies a partir del agujero. En caso de que exista precipitación de productos de la reacción, la producción se verá levemente afectada.

Sin embargo, aun así se debe tener mucho cuidado al seleccionar el fluido principal de tratamiento para minimizar las formaciones de precipitados durante el retorno. Entre los fluidos de sobredesplazamiento que se pueden recomendar, se encuentran los siguientes:

- ❖ Salmuera de cloruro de amonio, con HCl del 5 al 7.5% o diesel para pozos de aceite.
- ❖ Salmuera de cloruro de amonio, con HCl del 5 al 7.5% o nitrógeno para pozos de gas.

En todos los casos, se recomienda el uso de un surfactante y/o un solvente mutuo para dejar la formación mojabla en agua y facilitar de esta forma el retorno de los ácidos gastados. Se recomienda el uso de nitrógeno o fluidos energizados (con nitrógeno) en pozos de baja presión para facilitar el retorno de los fluidos.



Aditivos de los fluidos de estimulación

Los tratamientos de estimulación matricial pueden fracasar si no se utilizan los aditivos adecuados. El fluido de tratamiento principal está diseñado para eliminar el daño de formación; por su parte, los aditivos se utilizan para evitar

una corrosión excesiva, prevenir la formación de baches y/o emulsiones, fomentar una distribución uniforme del fluido, mejorar la limpieza y prevenir la precipitación de productos de la reacción.

Además, los aditivos se utilizan en los preflujos y sobredesplazamientos para estabilizar las arcillas, dispersar la parafina/los asfaltenos e inhibir la depositación orgánica o de incrustaciones.

Aditivos de los fluidos de estimulación

Los tratamientos de estimulación matricial pueden fracasar si no se utilizan los aditivos adecuados. El fluido de tratamiento principal está diseñado para eliminar el daño de formación; por su parte, los aditivos se utilizan para evitar una corrosión excesiva, prevenir la formación de baches y/o emulsiones, fomentar una distribución uniforme del fluido, mejorar la limpieza y prevenir la precipitación de productos de la reacción. Además, los aditivos se utilizan en los preflujos y sobredesplazamientos para estabilizar las arcillas, dispersar la parafina/los asfaltenos e inhibir la depositación orgánica o de incrustaciones.

Inhibidores de corrosión ácida

Inhibidor de Corrosión a Altas Temperaturas A270) se utilizan – de 0.1 a 2.0% para reducir la corrosión producida por ácidos en los tubulares del pozo. Se absorben en la superficie del ducto para formar una película protectora mojable en aceite; esto reduce la velocidad de reacción del ácido con el acero. Las velocidades de corrosión ácida se incrementan con la temperatura, y se reduce la capacidad del inhibidor de adherirse al acero. Los principales factores que afectan la corrosión son la metalurgia, el tipo y concentración del ácido, la agitación, la temperatura, la presión, la solubilidad y concentración del inhibidor, la relación entre el área del metal y el volumen del ácido, el tiempo de contacto, la presencia de auxiliares para inhibidores y la influencia

de otros aditivos. Por ello, se deben realizar pruebas exhaustivas en el laboratorio para cada uno de los ácidos con una amplia variedad de aditivos y diferentes rangos de temperatura.

Alcoholes

Los alcoholes, isopropanol y metanol se utilizan en ácidos u otros fluidos acuosos para reducir la tensión superficial/interfacial, incrementar la presión de vapor y mejorar el proceso de limpieza. Por lo general se les utiliza en pozos de gas, ya que el fluido ha incrementado su volatilidad y se tiene una tensión superficial/interfacial relativamente baja. Comúnmente se utilizan fluidos acuosos que contengan alcohol en una proporción del 10 al 66%.

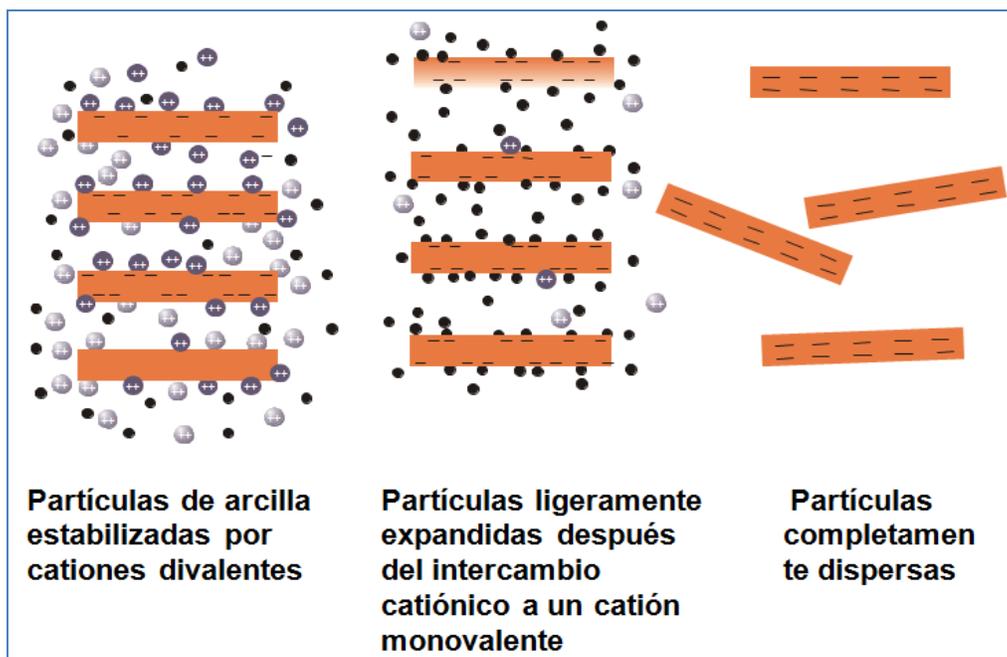
Agentes antiespumantes

Los antiespumantes evitan la formación excesiva de espuma en los equipos en superficie durante el mezclado de fluidos que contengan surfactantes específicos. Normalmente se utiliza el M45 (de 0.05 a 0.1% volumen/volumen) para evitar problemas operativos.

Estabilizadores de arcillas

La dispersión, migración y engrosamiento de partículas de arcilla pueden ocasionar daño en la formación. Los estabilizadores de arcillas, los polímeros orgánicos y las sales inorgánicas de cationes multivalentes eliminan este problema en la mayoría de los núcleos. El circonio se hidroliza para formar cationes multivalentes y polinucleares que desplazan a todos los cationes intercambiables de intercalación, para después adherirse fuertemente a las partículas de arcilla. Los polímeros orgánicos catiónicos se adhieren por intercambio catiónico a la superficie con carga negativa de las partículas de arcilla; la neutralización de la carga garantiza la estabilización permanente de

las arcillas. Los estabilizadores de arcillas que se incluyen en el sobredesplazamiento se pueden utilizar para estabilizar arcillas no disueltas después de aplicar el tratamiento convencional con HCl-HF. Tal vez tengan un buen desempeño en pozos productivos sin agua y con gasto bajo en donde la migración de limo no represente ningún problema. Sin embargo, los estabilizadores de arcilla son relativamente ineficaces para evitar la migración de limo.



Materiales de divergencia

El éxito de los tratamientos matriciales depende de la distribución vertical y uniforme del fluido de tratamiento en todo el intervalo de producción o inyección. Cuando se bombea ácido a un pozo, de forma natural tiende a fluir a las zonas de más alta permeabilidad o con menos daño de formación o ambas, así como a través de los disparos abiertos. La adecuada cobertura zonal del ácido entre regiones con diferentes grados de inyectividad puede lograrse utilizando técnicas de divergencia o desviación.

Los medios mecánicos de desviación, como los empaques dobles, requieren de un buen aislamiento entre las zonas y el equipo especial. Las bolas selladoras, otro medio mecánico, no son eficientes en pozos descubiertos, empaques de grava o en pozos con un gran número de disparos. Además, las bajas velocidades de bombeo que por lo general se requieren para los tratamientos de acidificación matricial no son suficientes para el buen funcionamiento de este tipo de dispositivos.

Limpiadores de la formación

Los limpiadores de la formación, soluciones altamente oxidantes, se utilizan para matar y eliminar bacterias y residuos de polímeros de la matriz de una formación productora. Son más eficientes que los bactericidas, los cuales simplemente matan a las bacterias. El M91 solubiliza los residuos orgánicos.

Estabilizadores de hierro

El hierro (Fe) disuelto durante los tratamientos de acidificación puede existir con un estado de oxidación Fe (III) o Fe (II). Una vez que se gasta el ácido, el Fe (III) comienza a precipitarse a un pH de aproximadamente 2.2. Al alcanzar un pH de 3.2, se precipita todo el Fe (III) que se encuentre disuelto. El hidróxido Fe (II) no se precipita si el pH es menor a 7.7. Ya que el ácido gastado generalmente alcanza un pH máximo de aproximadamente 5.3, la precipitación de Fe (II) muy pocas veces representa un problema. En consecuencia, uno debe concentrarse en la estabilización del Fe (III) que haya disuelto el ácido.

Algunos estudios previos han demostrado que la mayor parte del hierro que disuelve el ácido del tratamiento se encuentra presente con el estado de oxidación Fe (II). Se estima que la relación que existe entre el Fe (II) y el Fe (III) es de 5:1; sin embargo, esto varía grandemente dependiendo de las condiciones del pozo y del tipo de formación que se esté tratando.

Los estabilizadores de hierro se utilizan en el ácido para prevenir la precipitación de hierro férrico.

Solventes mutuos

Los solventes mutuos son agentes multifuncionales no iónicos solubles en aceite, ácido, agua y salmueras. Contienen grupos de solventes fuertes (éter o alcohol), los cuales proporcionan una amplia gama de propiedades. Se utilizan como agentes mojables, desemulsificantes y reductores de la tensión superficial/interfacial. Son más efectivos que la mayoría de los agentes surfactantes en lo que se refiere a su capacidad de mojabilidad en agua, lo que evita la formación de emulsiones y minimiza el taponamiento con partículas. Además, disuelven el aceite que se encuentra en la superficie porosa y en los finos de la formación, dejándolos así mojables en agua. Los finos de la formación que son mojables en agua tienden muy poco a estabilizar emulsiones. El resultado neto es que los solventes mutuos mejoran el proceso de limpieza de los ácidos gastados después del tratamiento.

Se les recomienda para pozos de aceite y gas en proporciones de 0.5 a 35% (volumen/volumen), dependiendo del solvente mutuo y las condiciones del pozo.

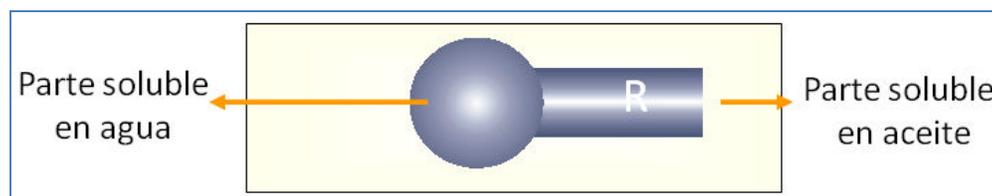
Dispersantes / inhibidores orgánicos

El uso de surfactantes dispersantes es un método relativamente nuevo para la eliminación de depósitos orgánicos. Las soluciones de estos surfactantes pueden penetrar y aflojar suficientemente los depósitos orgánicos para que el flujo del fluido los disperse y elimine. El Dispersante de Parafinas se agrega al agua/a la salmuera, mientras que el Inhibidor de Asfaltenos se combina con tolueno o xileno. Se utilizan concentraciones de 1 a 10% dependiendo del tipo, dureza, adhesión y temperatura del depósito. En el caso de tratamientos

de limpieza de la matriz, del agujero y de la tubería de producción, se recomienda un periodo de remojo de varias horas, seguido de un proceso de lavado, antes de volver a iniciar la producción en el pozo. Se les debe aplicar antes del tratamiento ácido.

Surfactantes

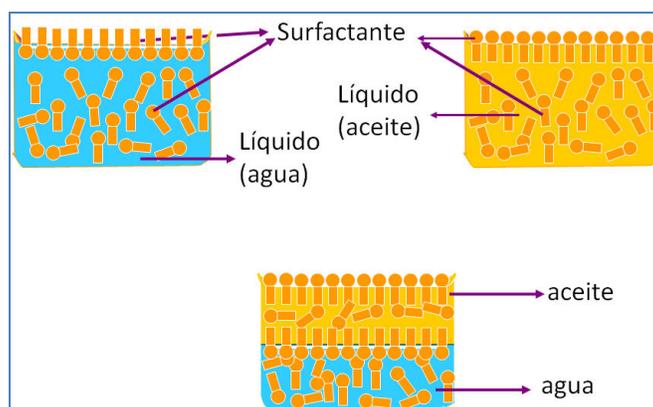
Los surfactantes son productos químicos que contienen grupos solubles en agua y en aceite; tienen la capacidad de alterar las propiedades de las interfaces líquido-líquido y gas-líquido. Los surfactantes fluorados son mejores para reducir la tensión superficial de las soluciones ácidas que los surfactantes convencionales. Los surfactantes ayudan a la penetración del ácido en la formación y al retorno por medio de la reducción de la presión capilar.



Ejemplo de surfactante

A continuación se listan otras funciones de los surfactantes:

- ❖ Pueden funcionar como desemulsificantes, ya que su mecanismo de acción es de fusión y separación de fases.
- ❖ Pueden funcionar como agentes no emulsificantes, emulsificantes o mojables en agua o aceite.
- ❖ Pueden funcionar como agentes espumantes
- ❖ Pueden funcionar como agentes anti-barro
- ❖ Pueden funcionar como agentes dispersantes
- ❖ Pueden funcionar como agentes portadores



Surfactantes en agua y en aceite

Los surfactantes que se utilizan para reducir la tensión superficial/interfacial y/o para proveer mojabilidad en agua se utilizan normalmente en concentraciones de 0.2 a 0.5%. Otras aplicaciones requieren concentraciones más altas de hasta 2.0%.

Emulsiones

Los materiales surfactantes (surfactantes) y los finos originales o externos pueden estabilizar las emulsiones. Por lo general, al tratar problemas relacionados con las emulsiones, se utilizan solventes mutuos con desémulsificantes o sin ellos. Los desémulsificantes tal vez funcionen muy bien en el laboratorio o en un separador o tanque, pues hay un gran número de gotitas en contacto por unidad de volumen; sin embargo, existe la posibilidad de que no funcionen por sí solos en un medio poroso debido a los fenómenos de transportación de masa que se experimentan para llevar el producto a donde se le necesita. El mecanismo involucrado en la separación de las emulsiones – el mecanismo debe provocar la fusión de las gotitas y después una separación de la fase – es otro de los motivos por los cuales los desémulsificantes no funcionan por sí solos.

Ya que los fluidos son viscosos, por lo general existe una migración de finos, por lo que se debe considerar un tratamiento con Mud Acid.

Cambio de mojabilidad

Este tipo de daño de formación se puede eliminar inyectando solventes (mutuos) para eliminar la fase del hidrocarburo mojable en aceite e inyectando, posteriormente, surfactantes altamente mojables en agua. En este caso, los surfactantes por sí solos no tienen el efecto deseado. La fase aceitosa, generalmente precipitaciones de asfaltenos y parafinas, es la responsable de la mojabilidad en aceite, por lo que debe eliminarse primero con un solvente. Lo mismo aplica para surfactantes oleófilos adsorbidos. Una vez eliminada la fase aceitosa, se inyecta un surfactante altamente mojable en agua, que se adhiere a los minerales de la roca. Esto reduce la posibilidad de que los nuevos precipitados de hidrocarburos se peguen a las superficies del mineral y las vuelvan a hacer mojables en aceite. De esta forma se incrementa grandemente la vida del tratamiento.

Bloqueos por agua

Por lo general, los bloqueos por agua se tratan reduciendo la tensión superficial que existe entre el agua y el aceite o gas; esto se hace por medio de surfactantes o alcoholes. Los sistemas alcohólicos son adecuados para pozos de gas, pues también promueven la vaporización del agua del gas producido.

Los bloqueos por agua en pozos de gas pueden eliminarse utilizando:

- ❖ Fluido CLEAN SWEEP base alcohol
- ❖ Ácido para pozos de gas
- ❖ Ácido alcohólico

Algún fluido de transporte base agua que contenga:

- ❖ Un solvente mutuo
- ❖ Un surfactante
- ❖ Un alcohol

Los bloqueos por agua en pozos de aceite pueden tratarse utilizando:

- ❖ Fluido CLEAN SWEEP base xileno o tolueno
- ❖ Ácido acético no acuoso.

Algún fluido de transporte base agua o aceite (dependiendo de las condiciones) que contenga:

- ❖ Un solvente mutuo
- ❖ Un surfactante

Agentes quelantes

Los agentes quelantes se unen a un catión; por lo tanto, tal vez se requiera una gran cantidad de ellos. Otros iones pueden afectar el proceso. El Agente para la Eliminación de Incrustaciones se puede utilizar para disolver la incrustación y quelar los iones metálicos disueltos.

Depósitos orgánicos

Los métodos mecánicos, térmicos y químicos son los más comunes para eliminar los depósitos orgánicos.

Métodos mecánicos

Cuando se trata de eliminar acumulaciones orgánicas en la tubería de producción y en las líneas de flujo en superficie, lo más común es utilizar calibradores y barrenas. En las líneas de flujo en superficie, estos dispositivos

son económicos, pues los recortes pueden sacarse de las líneas por medio de procedimientos de lavado. En la tubería de producción, los disparos se pueden taponear al hacer circular los recortes para sacarlos del pozo. La pérdida de fluidos hacia los disparos también puede dañar la formación. Los procedimientos de limpieza mecánicos pueden aumentar su costo, pues en los costos del tratamiento también se debe incluir la producción perdida.

Los calibradores se utilizan para limpiar los depósitos orgánicos y minimizar los tiempos muertos y los costos. Las líneas de flujo en superficie se limpian mecánicamente con diablos de cera o naftaleno de solubilidad lenta, los cuales se bombean a través de la línea. También se utilizan esferas de plástico o caucho.

Tratamientos térmicos

La aplicación de aceite caliente es un método muy utilizado para eliminar depósitos de parafina. El aceite caliente, que se hace circular por el pozo y las líneas en superficie, derrite y disuelve la parafina. Por lo general, el aceite calentado (crudo u otro aceite) se introduce hacia las partes bajas del pozo a través de la tubería de revestimiento, y se regresa a la superficie por la tubería de producción. El calentamiento debe ser suficiente para que la temperatura del aceite sea mayor a la temperatura de la formación. Existen evidencias que muestran que la aplicación de aceite caliente puede dañar la permeabilidad, especialmente en pozos con bajas presiones y temperaturas de fondo de pozo, menos de 160° F (71° C). Cuando la parafina se derrite, se puede precipitar y depositar en la matriz. La constante inyección de un fluido caliente solamente mueve el punto de precipitación (enfriamiento) a zonas más profundas del área crítica cerca del pozo. Muy a menudo, los depósitos orgánicos contienen incrustaciones minerales, o finos de la formación; éstos pueden contribuir al daño de la permeabilidad si se les obliga a pasar por la formación.

Tratamientos químicos

En el mercado existe una gran variedad de productos químicos: solventes, dispersantes, detergentes y mezclas sinérgicas. Los solventes, dispersante y detergentes se utilizan principalmente para procesos de eliminación. Los dispersantes también se utilizan como inhibidores. Por lo general, los solventes vuelven a solubilizar los depósitos orgánicos (parafinas y asfaltenos). Las mezclas de solventes se pueden personalizar para atacar problemas particulares; sin embargo, los solventes aromáticos son fluidos eficientes de propósito general. A menudo, la adición de una pequeña cantidad de alcohol puede ser un factor benéfico en la disolución de asfaltenos.

Solventes: son materiales altamente aromáticos que disuelven un peso específico de un depósito dado.

Solventes para la eliminación de parafinas y/o asfaltenos

El Xileno y el Tolueno se utilizan como solventes de parafinas y asfaltenos. Se les puede utilizar directamente o diluidos con diesel o aceite limpio.

Dispersantes

Los dispersantes inhiben la formación de depósitos y rompen los depósitos ya existentes en partículas más pequeñas. Pueden dispersar varias veces su peso en materiales. Los dispersantes no se utilizan tanto como los solventes, pero son más efectivos desde el punto de vista económico.

Dispersantes para la eliminación de parafinas

El Dispersante de Parafinas se le utiliza en concentraciones que van del 1 al 10% en una salmuera de cloruro de amonio al 3%.

La concentración del dispersante dependerá del tipo, dureza, adhesión y temperatura del depósito. En el caso de tratamientos de limpieza de la matriz, del agujero y de la tubería de producción, se recomienda un periodo de remojo de varias horas, seguido de un proceso de lavado, antes de volver a iniciar la producción en el pozo. En algunos casos, se ha encontrado que los sistemas de fase dispersa eliminan más parafina que los sistemas convencionales que utilizan solventes aromáticos.

Dispersantes para la eliminación de asfaltenos

El Dispersante de Asfaltenos es una mezcla de dispersantes, surfactantes y solventes que se utiliza en concentraciones de 1 a 10%.

Detergentes

Los detergentes son surfactantes que funcionan en la presencia de agua; su función principal es hacer que las partículas de parafina y asfalteno, la formación, la tubería de producción y las líneas de flujo sean mojables en agua. Los detergentes rompen los depósitos y evitan su posterior aglomeración.

Depósitos mixtos

A menudo, los depósitos mixtos (orgánicos/inorgánicos) necesitan sistemas de doble solvente, dispersión de un solvente base hidrocarburo (aromático) en un ácido.

La eliminación de depósitos mixtos se logra utilizando:

- ❖ Agente de Dispersión
- ❖ Fluido CLEAN SWEEP base xileno o base tolueno.

- ❖ HCl del 3 al 15% que también puede contener:
- ❖ Surfactantes
- ❖ Solventes mutuos
- ❖ Aditivos para el control de hierro

Se deben realizar pruebas en el laboratorio para determinar la combinación y proporción más eficiente de ácido/solvente.

% de depósitos orgánicos *	Relación Ácido : Solvente
10	91:10
20	80:20
30	70:30
40	60:40
50	50:50
60	40:60
70	30:70
80	20:80
90	10:90

* El porcentaje del peso de la muestra que es soluble en componente orgánico

Tabla 10. Guía para la selección del fluido

Limos y arcillas

Los daños en la vecindad del pozo ocasionados por la presencia de limos y arcillas se limitan a un radio de tres a cinco pies. Estos daños también se pueden presentar en el empaque de grava. En el caso de areniscas, el daño de formación se elimina utilizando algún ácido que contenga HF (Mud Acid en diferentes concentraciones o en combinación con ácidos orgánicos) o Clay Acid y sus variantes.

La mayoría de las veces, la eliminación de limos y arcillas es un proceso complejo, que por lo general requiere de HCl diluido (del 5 al 15%) y diferentes fórmulas/concentraciones de ácidos HF, los cuales pueden contener surfactantes, estabilizadores de hierro, solventes mutuos, mezclas de solventes aromáticos y muchos otros aditivos que tal vez sean necesarios para disolver y prevenir la reprecipitación de hierro, sílice, aluminio y compuestos asfálticos que se encuentren asociados con la arcilla o el limo.

A continuación se presenta la estrategia para el tratamiento de daño de formación causados por lodos o fluidos de terminación:

1. Disperse y suspenda los sólidos.
3. Utilice solventes para ayudar con la mojabilidad.
4. Estabilice las arcillas.

A continuación se presenta la estrategia para el tratamiento de daño de formación ocasionados por arcillas:

1. Estabilice las arcillas.
2. Disuelva o fusione las arcillas.

Bacterias

Las bacterias y sus depósitos viscosos se multiplican rápidamente en una amplia gama de condiciones, por lo que pueden taponear los pozos de inyección ó geotérmicos. Las bacterias reductoras de sulfatos también producen corrosión del sulfuro de hidrógeno.

4.3 ESTIMULACIÓN MATRICIAL EN CARBONATOS

Los yacimientos de carbonatos (calizas, dolomías y oolitas) tienen sistemas de poros más complejos que los yacimientos de areniscas. Las calizas olíticas son granulares (como las areniscas) y pueden tener una porosidad y permeabilidad primaria.

Las calizas están formadas por más de 50% de materiales de carbonatos; de éstos, 50% ó más constan de calcita, aragonita o de ambos. Una pequeña mezcla de partículas de arcilla o de materia orgánica proporciona la coloración grisácea a las calizas, las cuales pueden ser blancas, grises, de colores gris oscuro, amarillento, verdoso o de color azul. Algunas calizas llegan a ser hasta de color negro.

Las dolomías son rocas que contienen más de 50% de dolomita [$\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$]. El material de dolomita pura se compone de 45.7% MgCO_3 y 54.3% CaCO_3 (por peso) ó 47.8% CO_2 , 21.8% MgO y 30.4% CaO (por peso). Las dolomías son similares a las calizas en cuanto a su apariencia; por tanto, es difícil diferenciarlas a simple vista.

Los yacimientos de carbonatos son fácilmente solubles en ácido clorhídrico (HCl). Por consiguiente, en la acidificación de carbonatos (a diferencia de la acidificación de areniscas), el ácido reacciona con la roca, pero por lo general no reacciona con el daño (excepto incrustaciones). El ácido pasa la zona dañada al crear canales nuevos (agujeros de gusanos) en la roca y/o crea una ruta de flujo (roca grabada) para la remoción del daño.

Los ácidos orgánicos (por ejemplo, el ácido acético o fórmico) o las mezclas de ácido acético/clorhídrico también se pueden utilizar para acidificar los yacimientos de carbonatos. Bajo circunstancias comparables, los ácidos orgánicos reaccionan de forma más lenta que el ácido clorhídrico (HCl). En

mezclas de ácidos acéticos/clorhídricos, el HCl reacciona rápidamente, mientras que el ácido orgánico reacciona de forma lenta.

Algunos de los yacimientos más importantes de carbonatos son:

Calizas

- ❖ Arabia Saudita (Arab C-D)
- ❖ La Costa del Golfo en los EE.UU.
- ❖ Irak
- ❖ Emiratos Árabes Unidos
- ❖ El Occidente de Texas en los EE.UU.
- ❖ La Cuenca Michigan en los EE.UU.

Dolomías

- ❖ Texas Occidental en EE.UU.
- ❖ Dakota del Norte en EE.UU.
- ❖ Canadá
- ❖ Indiana e Illinois en EE.UU.

Cretas

- ❖ Mar del Norte
- ❖ Libia
- ❖ Oriente Medio
- ❖ EE.UU.

Cinética

Las consideraciones previamente presentadas son puramente termodinámicas, es decir, únicamente consideran las concentraciones de reactantes y productos reaccionados una vez que se terminan las reacciones o han alcanzado un equilibrio. Sin embargo, uno de los parámetros más

importantes en la acidificación es la determinación de la cinética general de estas reacciones, es decir, la velocidad a la que se consume el ácido y a la que se disuelve la roca. Debido a que la reacción es heterogénea (involucra la reacción de un líquido con un sólido), se puede subdividir en tres pasos individuales.

1. La transferencia de masa de H_3O^+ del volumen de la solución de ácido sobre la superficie. Esta transferencia de masa es el resultado de la difusión o convección. La convección en sí se puede deber a diversos fenómenos tales como la velocidad o el flujo, flujo inverso (pérdida de fluidos) o gradientes de densidad.
2. La reacción del ácido con la superficie mineral involucra la estequiometría y la cinética (superficie) de la reacción en sí.
3. La transferencia, por medio de la difusión o convección, de los productos de la reacción hacia fuera de la superficie. Dependiendo de cuál de estos pasos es el que domina (el más lento) en todo el proceso, se dice que la reacción es de transferencia limitada en masa (limitada por difusión) o de reacción limitada en la superficie. Las reacciones de transferencia limitada en masa (cuando la reacción de la superficie es mucho más rápida que la transferencia de masa) se aplican a todos los yacimientos de calizas y yacimientos de dolomía de temperaturas altas (mayor a 300°F [149°C]). Las reacciones de reacción limitada en la superficie (cuando la reacción de la superficie es mucho más lenta que la transferencia de masa) se aplican a dolomías de menor temperatura (por lo menos de hasta 125°F [52°C]) y llevan a una reacción de la roca en la superficie similar a la reacción que se presenta en la acidificación de areniscas.

La FÍSICA DE LA ACIDIFICACIÓN proporciona información adicional sobre la reacción de cinética.

Factores que Afectan la Velocidad de Reacción en General

La velocidad de reacción en general depende del paso que limita la velocidad. Los diferentes factores que pueden influenciar ya sea la cinética de transferencia de masa o la cinética de reacción en la superficie son:

- ❖ relación área- volumen
- ❖ temperatura
- ❖ concentración de ácido
- ❖ velocidad de flujo
- ❖ presión
- ❖ tipo de ácido
- ❖ composición de la formación (química o física)
- ❖ aditivos de fluidos de estimulación.

Relación área-volumen

La relación área-volumen es el área de la roca en contacto con cierto volumen de ácido. Es inversamente proporcional al radio de una figura cilíndrica (canales de poros) o a la anchura de una fractura en forma rectangular. La Figura 4.3.1 muestra la reacción del ácido (tiempo en que se gasta) a 80°F (27°C) y 1000 psi para las tres relaciones área-volumen. Este es un factor importante debido a las grandes variaciones en el tamaño de poro, vórgulos y anchos de fracturas que pueden existir en la formación.

Las relaciones área-volumen (superficie específica) extremadamente altas se pueden encontrar en la acidificación de matriz. Por ejemplo, una formación de 10 md y 20% de porosidad puede tener una relación área-volumen de 28,000 pies²/galón. En esta formación, sería difícil obtener una penetración significativa antes de que se gastase el ácido. Un agujero de gusano o fractura tiene una relación área-volumen mucho menor (aproximadamente 32

pies²/galón). La relación menor de los agujeros de gusano o fracturas más anchas permite una mayor penetración del ácido dentro del yacimiento antes de que se gaste el ácido.

Es interesante tomar en cuenta que en un agujero con un diámetro de seis pulgadas, la relación área-volumen sólo es de 1 pie²/galón. Esto indica que el tiempo en el que el ácido se gasta en el agujero sería mucho más prolongado que en la formación.

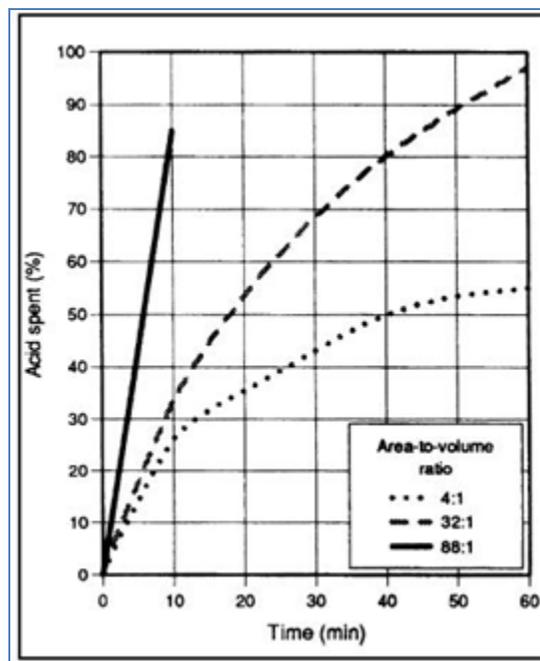


Figura 4.3.1 Porcentaje de ácido gastado contra el tiempo de diferentes relaciones área-volumen a 80°F (27°C) y 1000 psi.

Temperatura

La velocidad de reacción del ácido aumenta conforme aumenta la temperatura debido a la difusión y a la cinética de la superficie (constante de la velocidad de reacción) que dependen de la temperatura. La constante de la velocidad de

reacción por lo general sigue la ley de Arrhenius; el logaritmo de la constante de velocidad es inversamente proporcional a la temperatura absoluta.

Bajo condiciones estáticas (sin flujo, sin convección), el coeficiente de difusión también aumenta con la temperatura, pero a una velocidad mucho menor que la velocidad de reacción. El coeficiente de difusión es apenas inversamente proporcional a la viscosidad del solvente (no a la viscosidad de la solución general). Esto explica por qué la reacción de la dolomía con ácido clorhídrico puede ir de reacción limitada en la superficie a la transferencia limitada de masa conforme aumenta la temperatura.

A 120°F (49°C), la velocidad de reacción del ácido de HCl sobre calizas es aproximadamente el doble, a 70°F (21°C). Otras fórmulas de ácidos presentan aumentos similares en la velocidad de reacción conforme aumenta la temperatura. Este aumento en la velocidad de reacción (cinética) con ácido orgánico es diferente a otros efectos (termodinámicos) en los que la temperatura puede tender a limitar la extensión o las condiciones de equilibrio de la reacción (constante de disociación, solubilidad del dióxido de carbono).

Concentración de Ácido

La velocidad de reacción del HCl con el carbonato de calcio es casi proporcional a las concentraciones de ácido de hasta el 28%. Desde 20 a 24%, la velocidad de reacción aumenta al máximo, y parece que por encima de este nivel, la velocidad disminuye. Conforme el ácido se gasta, la velocidad de reacción disminuye debido a que se reduce la concentración del ácido. La velocidad de reacción también se ve afectada por los productos de la reacción tales como el cloruro de calcio. Por tanto, aunque las soluciones de ácido más concentradas tienen velocidades de reacción inicialmente más altas, éstas se tardan más en consumirse por completo.

Velocidad del Flujo

La velocidad de reacción aumenta con la velocidad debido a que se aumenta en gran medida la transportación de la masa (el paso de limitación de la velocidad para las calizas). La penetración no es más corta debido a una velocidad de reacción más rápida: el aumento en la transferencia de la masa por difusión es más lento que el aumento en la transferencia de la masa que se presenta a lo largo de la ruta de flujo por medio de la convección.

A una velocidad de cero o extremadamente baja (imbibición en ácido), el tiempo que necesita el ácido para la difusión hacia la superficie es mucho más corto que el tiempo que necesita el ácido para moverse debido a la convección (flujo). Por tanto, toda la roca se disolverá por completo y de forma homogénea. No quedará nada de matriz porosa, la penetración del ácido será limitada, para el mismo volumen inicial de ácido.

Presión

La velocidad de reacción entre el HCl y la roca de carbonato se considera independiente de la presión en donde el CO₂ permanece en solución (aproximadamente 600 psi). Por debajo de esta presión, el CO₂ gaseoso se puede producir durante la reacción y se conoce poco de este efecto sobre la velocidad de reacción. Una vez más, este parámetro cinético es diferente al parámetro termodinámico, en donde la presión, al aumentar la solubilidad del CO₂ en la fase de agua, limita la extensión de la reacción (condiciones de equilibrio).

Tipo de Ácido

La velocidad de reacción depende de la naturaleza del ácido. El ácido fórmico reacciona de forma más lenta que el HCl; el ácido acético reacciona de forma

más lenta que el ácido fórmico. La velocidad de reacción depende de los siguientes parámetros:

- ❖ la velocidad de ionización
- ❖ coeficientes de difusión
- ❖ concentración o actividad de diferentes especies que reaccionan en solución la fuerza iónica de la solución, es decir, el tipo y concentración de otros iones
- ❖ contra-iones en solución (principalmente iones de calcio y cloruro).

Composición de la Formación

La composición física de la roca, tamaño de poro y la distribución del tamaño de poro dentro de la matriz, parecen ser los factores más importantes para la determinación de la relación área-volumen, y por tanto, la velocidad de reacción y la penetración efectiva del ácido. Esto puede ser más importante que la composición variable química de un tipo específico de roca. Dos formaciones que tienen la misma solubilidad de ácido y permeabilidad se pueden disolver a diferentes velocidades debido a su estructura física diferente.

Este factor de formación influye la reacción del ácido con carbonatos de dos formas:

- 1) El tamaño y la cristalinidad de cada cristal de calcita afectarán hasta cierto grado su velocidad de disolución individual y 2) la distribución del tamaño de poro introduce un efecto de perturbación en el flujo. El flujo del ácido y, por consiguiente, la velocidad y la transferencia de masa serán mayores en los poros más grandes. La reacción es de transferencia limitada en masa. Este efecto de perturbación contribuirá a minimizar el flujo de ácido hacia adentro de los poros pequeños y de

forma preferencial se formarán canales conductivos grandes (agujeros de gusanos).

Selección de Fluidos de Tratamiento

La meta de la acidificación de la matriz de carbonato es el restaurar el “valor de daño” natural de la formación. Bajo condiciones de formación de agujeros de gusano y cinética de transportación limitada en masa, esto se puede lograr cuando la penetración es máxima, es decir, con ácidos de alta reactividad.

El ácido clorhídrico diluido con alcohol se recomienda para dar tratamiento a pozos productores (prevención de bloqueos de agua) a temperaturas de hasta 250°F (121°C).

Los fluidos DAD (Dispersión de Ácido Dowell, por su abreviatura en inglés) se utilizan para disolver materiales orgánicos insolubles y carbonatos.

El ácido en espuma se recomienda en formaciones que tienen poros más grandes (o vúgulos) y cuando se requiere divergencia y limpieza rápida (en pozos de baja presión).

Los ácidos gelificados también se pueden utilizar para limpiar formaciones fisuradas o vugulares a velocidades de matriz; el aumento de la viscosidad proporciona un mejor control de la pérdida de fluidos y facilita tanto la suspensión de finos como la limpieza.

Los aditivos se deben utilizar en formulas ácidas (y fluidos de prelavado) para evitar complicaciones (Por ejemplo: formación de fangos, precipitación de óxido de hierro) y mejorar la limpieza de la formación.

Criterios de Selección de Fluidos

Temperatura

La temperatura influencia la selección de fluidos de dos formas.

La temperatura influencia altamente la inhibición de corrosión del ácido. A altas temperaturas (mayor a 300°F [149°C]), la protección de los artículos tubulares es muy difícil de lograr bajo la presencia de 28% de HCl. Por tanto, la concentración del HCl se reduce a 15% ó menos, y los ácidos orgánicos menos corrosivos que el HCl se utilizan en forma de sustitución parcial o total del HCl.

La velocidad de reacción ácido/roca aumenta conforme aumenta la temperatura.

Mineralogía

Inicialmente, se debe considerar si la formación es de carbonato de caliza pura o de carbonato dolomitizado parcialmente (o totalmente). Se han desarrollado fluidos de tratamiento específicos para yacimientos dolomíticos. A temperaturas bajas, la velocidad de reacción es mucho menor con dolomita pura. El ácido intensificado está diseñado para disolver la dolomita que contiene hasta 5% de silicatos (por ejemplo: cuarzo, feldespato o arcillas) Cuando los minerales insolubles son arcillas o finos, la disolución de la matriz de la roca dará como resultado la liberación de finos insolubles. Se recomienda un fluido con suspensión de finos como el fluido MSR para remover lodo y limos. La dolomita a menudo se relaciona con la anhidrita (sulfato de calcio anhidroso). En las formaciones de dolomita que contienen anhidrita se disolverá primero la anhidrita en el HCl, pero el yeso (sulfato de

calcio hidratado) se volverá a precipitar rápidamente debido a su baja solubilidad.

Petrofísica

El tipo y distribución de porosidad tienen un fuerte impacto sobre la extensión del daño y sobre la penetración de ácido. Los yacimientos con una permeabilidad alta se pueden dañar severamente por medio de la invasión de partículas sólidas. Si la permeabilidad alta se debe a poros grandes interconectados, se formarán agujeros de gusano cortos y muy anchos. Estas propiedades pueden variar dramáticamente dentro del mismo yacimiento. Una roca con prácticamente la misma constitución puede tener una porosidad (y permeabilidad) muy diferentes.

Cuando se encuentran formaciones de carbonatos masivos, a menudo éstos son muy compactos y resistentes. Su porosidad y permeabilidad de matriz natural por lo regular son muy bajas. Cuando la tectónica genera movimientos terrestres, estas rocas deleznales (no plásticas) se agrietarán en lugar de deformarse, y por tanto se crean las fracturas. En este caso, la mayoría de la porosidad del yacimiento se forma por medio de las fisuras. El aceite y el gas migran hacia adentro desde la roca generadora original.

En rocas fracturadas, se presenta el daño debido a las partículas sólidas en las fracturas. Un tratamiento de ácido agranda las fracturas y permite que se pueda hacer la limpieza. Un tratamiento MSR es ideal para esta aplicación debido a sus propiedades de suspensión de finos.

Acidificación de Carbonatos con Ácidos Retardados

Los materiales que se utilizan para retardar la velocidad de reacción general del ácido son:

- ❖ ácidos orgánicos
- ❖ combinación de ácidos inorgánicos/orgánicos
- ❖ fluidos de barrera física (surfactantes y película de aceite)
- ❖ ácidos Gelificados
- ❖ emulsión, micro-emulsión o sistemas micelares para ácidos viscosificados.

Ácidos Orgánicos

Los ácidos orgánicos (ácido fórmico y ácido acético), que son mucho más débiles que los ácidos clorhídricos son naturalmente “retardados”. Con base en el volumen, los ácidos orgánicos son más costosos que el HCL, y disuelven menos materiales de carbonatos que los ácidos clorhídricos, debido a su reacción incompleta. El costo de volumen por unidad de roca disuelta es significativamente más alto que el HCL. La ventaja principal de los ácidos orgánicos son sus velocidades más bajas de corrosión, por tanto, es más fácil su inhibición. A menudo se utilizan sólo a altas temperaturas en donde el incremento de su costo es menor que el incremento del costo de HCL, al aumentar considerablemente la cantidad de inhibidores de corrosión requeridos.

El ácido fórmico es más fuerte que el ácido acético. Cuenta con una capacidad mayor de disolución de roca y es menos costoso; sin embargo, es más difícil inhibirlo en comparación con el ácido acético. Los ácidos orgánicos se pueden inhibir a temperaturas de hasta 400°F (204°C).

La constante de disociación para ácidos orgánicos es menor a temperaturas elevadas que a temperaturas ambiente. La reacción también se limita por medio de la cantidad de dióxido de carbono producida y mantenida en solución. A 150°F (66°C) y 1000 psi, sólo el 50% del ácido acético ha

reaccionado cuando se alcanza el equilibrio y se detiene la reacción. En condiciones similares, ha reaccionado el 80% del ácido fórmico.

Emulsiones, Micro-emulsiones y Sistemas Micelares

El uso de las emulsiones (con ácido como la fase interna, es decir, completamente encapsulado dentro del fluido de transporte de aceite) es una de las mejores formas para retardar la velocidad de reacción del ácido. La película de aceite (una barrera física macroscópica) previene el contacto directo entre el ácido y la formación.

Estos fluidos han tenido aplicaciones como fluidos para el fracturamiento ácido, en donde su viscosidad fue lo suficientemente alta para abrir una fractura y al mismo tiempo se retardaron lo suficiente para transportar ácido vivo hacia el extremo de la fractura. Sin embargo, la presión de fricción excesiva limita su uso. No siempre es posible dado que las presiones de bombeo son muy elevadas y se puede superar la presión de fractura en un tratamiento matricial.

Las emulsiones con ácido como la fase externa también muestran algunas propiedades interesantes de retardo, a pesar del hecho de que el ácido está en contacto directo con la formación.

Las micro-emulsiones son dispersiones estables de aceite en agua o de agua, en las que el tamaño de las gotas se encuentre en el rango de unos cuantos micrones. Una micro-emulsión proporcionaría la mejor forma de retardar el ácido para un tratamiento de matriz debido a que su viscosidad no es excesiva, es extremadamente estable (sin envejecimiento) y tiene tensiones interfaciales extremadamente bajas. La regularidad extrema del tamaño de las gotas, su diámetro pequeño y su empaquetamiento cerrado proporcionan una forma muy tortuosa para la difusión del ácido. Sin embargo, requiere del uso

de altas concentraciones de surfactantes primarios y en algunos casos secundarios, lo que hace que esta solución técnicamente atractiva sea demasiado costosa.

Cuando algunos surfactantes se utilizan a concentraciones mucho más altas que su concentración micelar crítica (CMC), las micelas individuales y pequeñas pueden reacomodarse y formar una estructura organizada. Comúnmente se encuentran tres tipos de estructuras:

- ❖ una fase hexagonal, en donde las micelas ahora son cilíndricas (varillas largas) y presentan un empaquetamiento cerrado en forma hexagonal
- ❖ una fase isotrópica viscosa, en donde las micelas son esféricas y están distribuidas en una estructura cúbica centrada en el cuerpo
- ❖ una fase laminar, en donde las micelas ahora se forman de los planos o de las capas de moléculas del surfactante de extremo-a-extremo, con sus cabezas apuntando hacia el agua.

Capítulo 5. Metodología de diseño

5.1.VALIDACIÓN DE UN POZO PROPUESTO

Cuando existe un pozo precandidato a estimular se requiere un riguroso proceso para que finalmente se ejecute y se evalúe el tratamiento, el primer paso en este proceso consiste en la validación del pozo precandidato, existen factores que pueden enmascarar el que un pozo sea verdaderamente un candidato a ser estimulado, por lo que es conveniente tener en cuenta en este punto dos consideraciones importantes:

- a) Validación de las condiciones del pozo y del yacimiento
- b) Identificar presencia de pseudodaños

a) Validación de las condiciones del pozo y del yacimiento

El ingeniero de diseño deberá considerar como parte de su propuesta del sistema de tratamiento, el revisar y analizar la declinación de la producción o en su caso por lo esperado en un pozo, atendiendo los siguientes puntos:

- ✓ Historia de presiones
- ✓ Cambio de estrangulador
- ✓ Comportamiento de la relación aceite – agua
- ✓ Comportamiento de la relación gas – aceite
- ✓ Historia de intervenciones
- ✓ Comportamientos del sistema artificial de producción (si lo tiene)
- ✓ Revisión de conexiones y sistema superficial de producción
- ✓ Verificar la influencia de pozos vecinos inyectores
- ✓ Registros geofísicos (situación estructural)
- ✓ Comparación de la producción con pozos cercanos
- ✓ Comparación de la reserva del yacimiento con la producción acumulado del pozo

b) Identificar presencia de pseudodaños

Las condiciones que limitan el potencial de producción de un pozo y que no pueden ser corregidas mediante un tratamiento de estimulación, son conocidas como pseudodaños, y podemos señalar los siguientes:

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

5.2.DETERMINACIÓN Y CARACTERIZACIÓN DEL DAÑO

Es el principal parámetro que se debe de obtener para definir la factibilidad de realizar un tratamiento, la determinación y caracterización del daño requiere de un análisis integral, se determina a través de pruebas de variación de presión, puede confirmarse con análisis nodal y es caracterizado a través de pruebas de laboratorio.

Pruebas de variación de presión: (pruebas de incremento o decremento) son la mejor herramienta para determinar el daño a la formación y la permeabilidad de la formación.

Análisis nodal: y las pruebas de laboratorios servirán como una herramienta de ajuste que corrobore el valor de daño determinado y permita ajustar también otros parámetros del yacimiento.

El análisis nodal permite crear un modelo que simula el comportamiento de producción de pozo y evalúa un sin número de parámetros, entre otros podemos obtener:

- Determinar presencia de daño
- Obtener pronósticos de producción
- Determinar caídas de presión
- Evaluar producción simular diferentes cambios en el sistema
- Determinar diámetro óptimo de tuberías de producción
- Ajustar correlaciones de flujo

Pruebas de laboratorios: es el paso siguiente en la caracterización del tipo de daño presente, para lo cual se requerirá de la toma de muestras, las cuales deberán ser guardadas en recipientes de plástico (aceite) y analizadas en un periodo menor de una semana. Las de agua se colocan en recipientes de plástico o de vidrio, nunca en recipientes metálicos; su análisis deberá efectuarse el mismo día. Las pruebas que se deben realizar son:

1. Análisis composicional

Define el tipo de daño; parafinas, asfaltenos, emulsión, sólidos u otros. Los parámetros que determina son:

- ✓ Agua y sedimentos por centrifugación
- ✓ Determinar la gravedad API
- ✓ Porcentaje de emulsión
- ✓ Porcentaje de parafinas, asfaltenos y resinas asfálticas

Análisis mineralógico: con difracción de rayos X y/o fluorescencia de rayos X para determinar la composición mineralógica de la roca.

1. Análisis de agua

Determinar el problema potencial de formación de incrustaciones. La alta concentración de cationes (Ca^{++} , Mg^{++} , Fe^{++} , etc.), aniones (HCO_3^- , CO_3^{2-}) y en ocasiones gases (CO_2 y H_2S) puede generar la tendencia a formar incrustaciones.

5.3. SELECCIÓN DE FLUIDOS PARA EL TRATAMIENTO

Cada pozo es un caso especial, para seleccionar el mejor fluido de tratamiento, es esencial conocer el material específico y/o el fenómeno que está dañando la formación alrededor del pozo.

El tipo de tratamiento (reactivo y/o no reactivo) depende de varios factores que se han venido comentando a lo largo de esta tesis, deberemos tener en cuenta algunos factores importantes, recordemos que antes del tratamiento el aparejo debe de estar libre de materiales que dañen la formación, de igual manera en rocas carbonatadas la matriz crítica de penetración es de 3 a 5 pies y en areniscas de 1 a 3 pies, así mismo se deberá tener presente que la presión de bombeo del tratamiento debe ser mayor de la presión de formación pero menor al gradiente de fractura ya que de lo contrario provocaría un fracturamiento de la roca dejándose de cumplir el objetivo, que es la inyección de el fluido en la matriz de la formación. En cuerpo de espesores considerables es necesario el uso de los divergentes, también es importante recordar que en pozos depresionados el uso de nitrógeno resulta conveniente. Las características del daño y no origen el origen del mismo, determinan e fluido del tratamiento.

Muchos autores han desarrollado diferentes estrategias para seleccionar los fluidos que remueven el daño, lo que será función de múltiples factores, independientemente de ello, en los capítulos anteriores se ha venido explicando los principales tipos de tratamiento y su interrelación con el tipo de formación y de daño presente, como resumen de ello, debemos recordar que existen reglas que deben cumplirse para prevenir problemas en la ejecución de un tratamiento, entre ellas debemos destacar las siguientes:

- a) El uso del HF en rocas carbonatadas no debe permitirse
- b) El HCL no reacciona con sílice o minerales arcillosos
- c) Los tratamientos de acidificación matricial en formaciones areniscas generalmente son a partir de mezclas HF – HCL
- d) Para mejorar la penetración de ácido en yacimientos con altas temperaturas que requieren control de migración de finos se han desarrollado otros sistemas de ácidos tales como sistema de HF – HCL generado in situ, sistemas HF-HCL – alcohol y sistemas de ácido HF – ácidos orgánicos.
- e) Los daños causados por depósitos de parafinas y asfaltenos deben de ser tratados a partir de la mezcla de solventes, dispersantes y surfactantes.

De igual manera existen reglas básicas para la selección de aditivos químicos, entre las que debemos señalar:

- a) Los aditivos típicos de un tratamiento de acidificación matricial son agentes desviadores, secuestrantes de fierro, solventes mutuos, surfactantes e inhibidores de corrosión.
- b) Los solventes mutuos pueden usarse como aditivos para mejorar el éxito de un tratamiento matricial, ya que disuelven a disolver y deje además la formación mojada por agua.
- c) Los solventes mutuos tienen una gran solubilidad tanto en sistemas base aceite como base agua.

Cualquier selección de tratamiento debe derivar de la naturaleza del daño y de su problema específico por lo que deberá también utilizarse cualquier información que esté disponible, la Tabla 5.1 es una guía, más que una regla para la selección de un tratamiento ácido en algunas de las situaciones que se señalan:

Tipo de Fluido	Fluido Específico	Daño que el fluido puede remover	Observaciones
Ácidos	HCL	Incrustaciones, taponamiento por sólidos, bloqueo por agua	Usado en carbonatos y arenas con un 20% ó más de calcita, o como pre - cochón para un tratamiento ácido con HF.
	Ácido Acético	Incrustaciones, taponamiento por sólidos, bloqueo por agua	Lo mismo que el HCL y en altas temperaturas
	Ácido Fórmico	Incrustaciones, taponamiento por sólidos, bloqueo por agua	Lo mismo que el HCL y en altas temperaturas
	HF	Arcillas, incrustaciones, taponamiento por sólidos, bloqueo por agua	Arenas (con HCL ó ácido orgánico). Usado para limpieza de daño por lodo de perforación.
	HF Generado in situ	Arcillas, incrustaciones, taponamiento por sólidos, bloqueo por agua	Posible penetración profunda, sólo en areniscas
Solventes	Solvente mutuo	Bloqueo por agua, emulsión, cambio de mojabilidad	Usado con otros aditivos como surfactantes para mejorar la permeabilidad relativa al hidrocarburo
	Solvente aromático	Asfaltenos, parafinas, sludge, taponamiento por lubricantes	Usado con una agente de suspensión o con un anti - asfalteno, con dispersantes de sludge
	EDTA	Incrustaciones de sulfatos	
Agua	Agua caliente	Parafinas	Usando con agentes de suspensión

Tabla 5.1.- Fluidos usados en tratamientos matriciales

Antes de considerar un tratamiento deberán hacerse los análisis pre – tratamiento en laboratorio para definir su factibilidad.

Si se determina el daño debido a compuestos orgánicos, como parafinas o asfaltenos, un tratamiento orgánico con solventes será el indicado; si el daño puede removerse con ácido, deberá hacerse una estimulación para eliminar los efectos del daño.

Nunca se debe bombear solventes o ácidos al pozo hasta que haya sido definida la causa del daño y el mejor tratamiento químico para removerlo.

En resumen, la selección del sistema de fluido estará en función de los siguientes factores.

1. Tipo de formación
2. Mineralogía
3. Temperatura
4. Prueba de compatibilidad
5. Prueba de emulsión

a) Pruebas de compatibilidad

A fin de poder verificar la compatibilidad de fluidos de tratamiento con los fluidos producidos es necesario probar diferentes sistemas que indiquen el óptimo, de acuerdo con las normas ASTM y API.

Las características químicas de compatibilidad que deben presentar el sistema de aditivos, y la mezcla de este con el crudo son las siguientes (Norma ASTM y API):

Sistemas (mezcla de aditivos)

- Homogéneos
- Miscibles

Sistema/crudo

- Mezclables
- Homogéneos
- Dispersión de sólidos Orgánicos insolubles (Asfaltenos)
- Solubilidad de sólidos orgánicos solubles (parafinas)
- Rompiendo emulsiones

b) Pruebas de Emulsión (en caso de un tratamiento ácido)

Estas pruebas se realizan de acuerdo con la norma API – RP42. Los parámetros determinados en estas pruebas según las normas señaladas son:

- La cantidad de ácido separada en el menor tiempo posible
- La calidad de las fases ácido/aceite (que sea bien definida)
- En esta misma prueba se determina la tendencia del sistema a precipitar asfaltenos o lodo asfáltico (los cuales son pasados a través de una malla de 100).

Esto significa que del sistema crudo/ácido nada debe de quedar atrapado en la malla.

5.4.CALCULOS DE PARÁMETROS PARA LA EJECUCIÓN

Diseño de tratamiento ácido en areniscas

En los siguientes párrafos se presenta una guía general para el diseño de una acidificación matricial en areniscas. Pasos a seguir:

1. Selección de los fluidos de estimulación (pruebas de laboratorio)
2. Presión y gastos 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 Cálculos de la presión de fractura

$$P_f (\text{psi}) = G_f \left(\frac{\text{psi}}{\text{pie}} \right) D (\text{pie}) \quad (1)$$

P_f : presión de fractura (psi)

G_f : gradiente de fractura $\left(\frac{\text{psi}}{\text{pie}} \right)$

D : profundidad (pies)

2.2 Presión máxima de inyección en superficie

$$P_{s \max} (\text{psi}) = P_f (\text{psi}) - 0.052 * \rho \left(\frac{\text{lb}}{\text{gal}} \right) * D (\text{pie}) \quad (2)$$

2.3 Gasto máximo de inyección, menor de

$$qi \text{ max} < \frac{4.917 \times 10^6 k (md) * h(pie) * (Pf - Pws) (psi)}{\mu_f (cp) * Ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) \left(\frac{pie}{pie}\right)} \quad (3)$$

3 Volumen y concentración de fluido de prelavado (pre – colchón). V_1 (gal)

$$V_p = 23.5 * \varphi * h * (r_x^2 - r_w^2) \quad (4)$$

$$V_{HCL} = \frac{23.5 * (1 - \varphi) * X_{HCL} * (r_x^2 - r_w^2)}{\beta} \quad (5)$$

$$Si \quad V_p < V_{HCL}, \quad V_1 = V_{HCL}$$

$$Si \quad V_p > V_{HCL}, \quad V_1 = V_p$$

Como método alterno se puede obtener V_1 con la siguiente regla:

Para 0% de carbonatos: 5% de HCL, 50 (gal/pie)
Para 20% de carbonatos: 15% de HCL, 100 (gal/pie)

3.1 Tiempo de inyección del prelavado

$$t_1(\text{min}) = \frac{0.23805 * V_1(\text{gal})}{q_1 \text{max} (\text{BPM})} \quad (6)$$

3.2 Volumen del sistema ácido HF – HCL (o HF – orgánico). V_2 (gal)

3.2.1 Penetración en arena limpia, Pa (pg) con temperatura de formación y figura 5.2 se obtiene Pa:

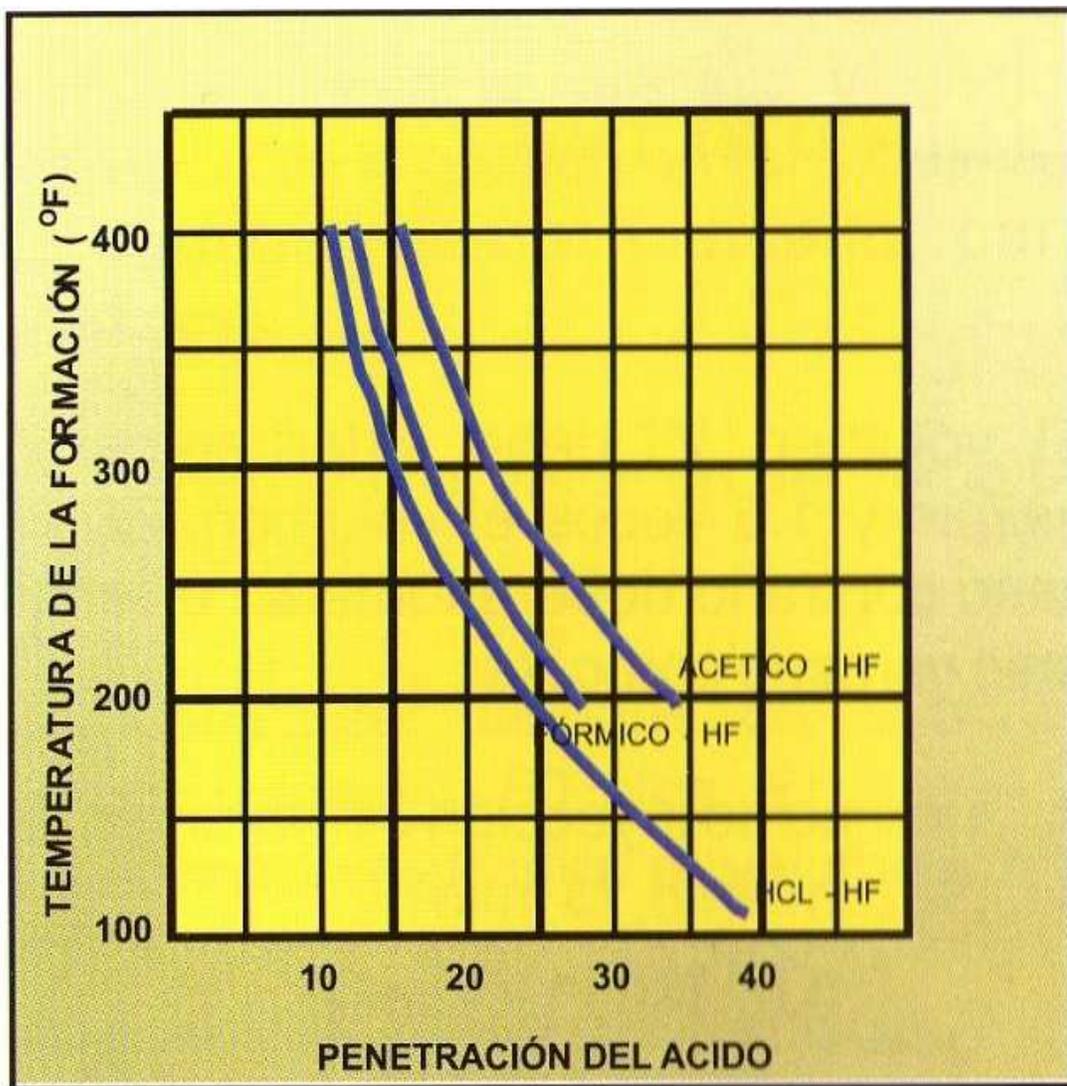


Figura 5.2.- Penetración del ácido HF en arena limpia.

3.2.2 Corrección de Pa por gasto, Pa (pg), con ($q_i \text{ max} / h_f$) y figura 5.3 se obtiene el factor de corrección Cq.

$$P_{wq} = C_q * P_w$$

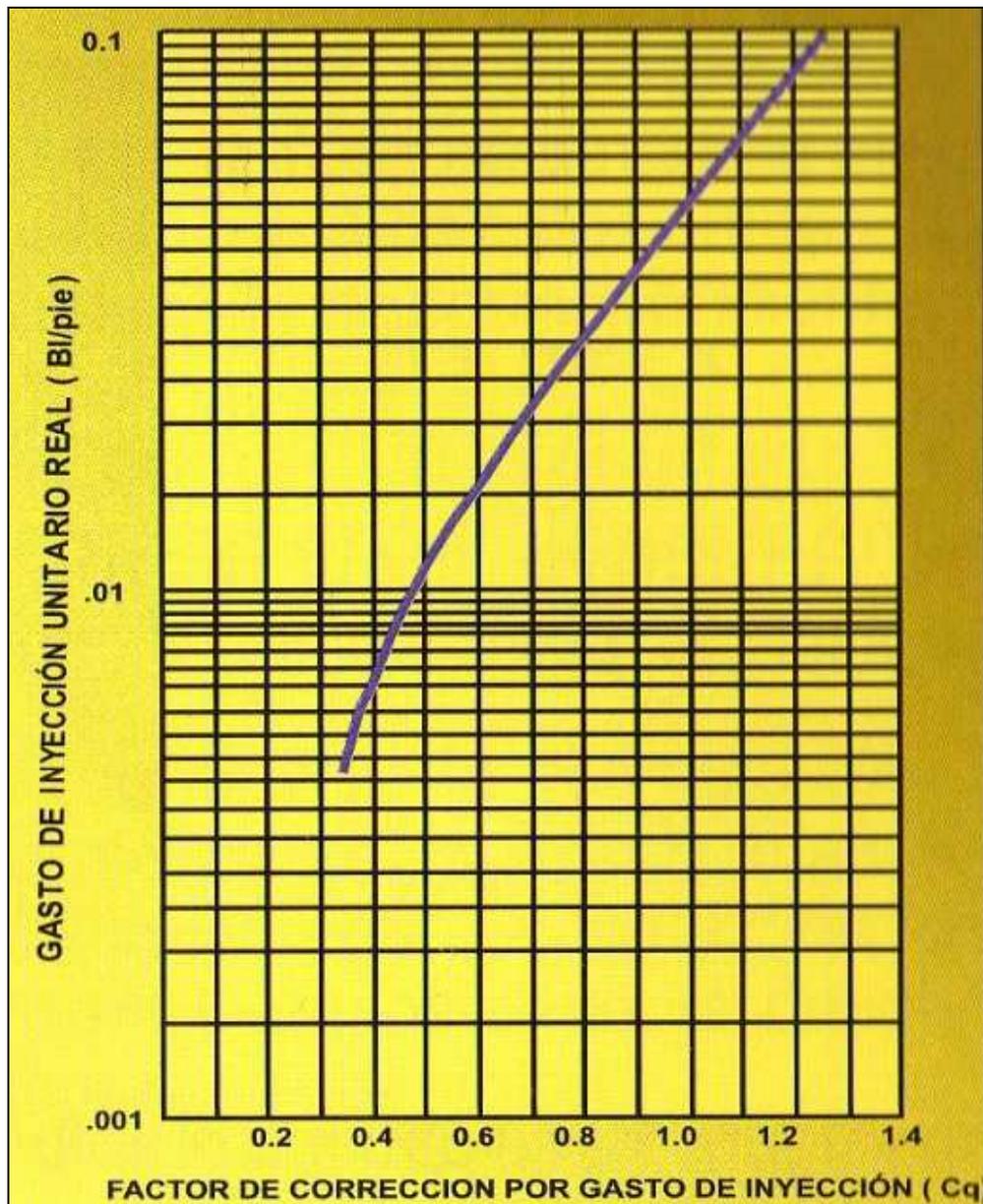


Figura 5.3.- Efecto del gasto de inyección en la penetración del ácido HF.

3.2.3 Corrección de Paq por contenido de silicatos, Paqs (pg) con concentración de silicatos y la figura 5.4 se observa el factor Cs.

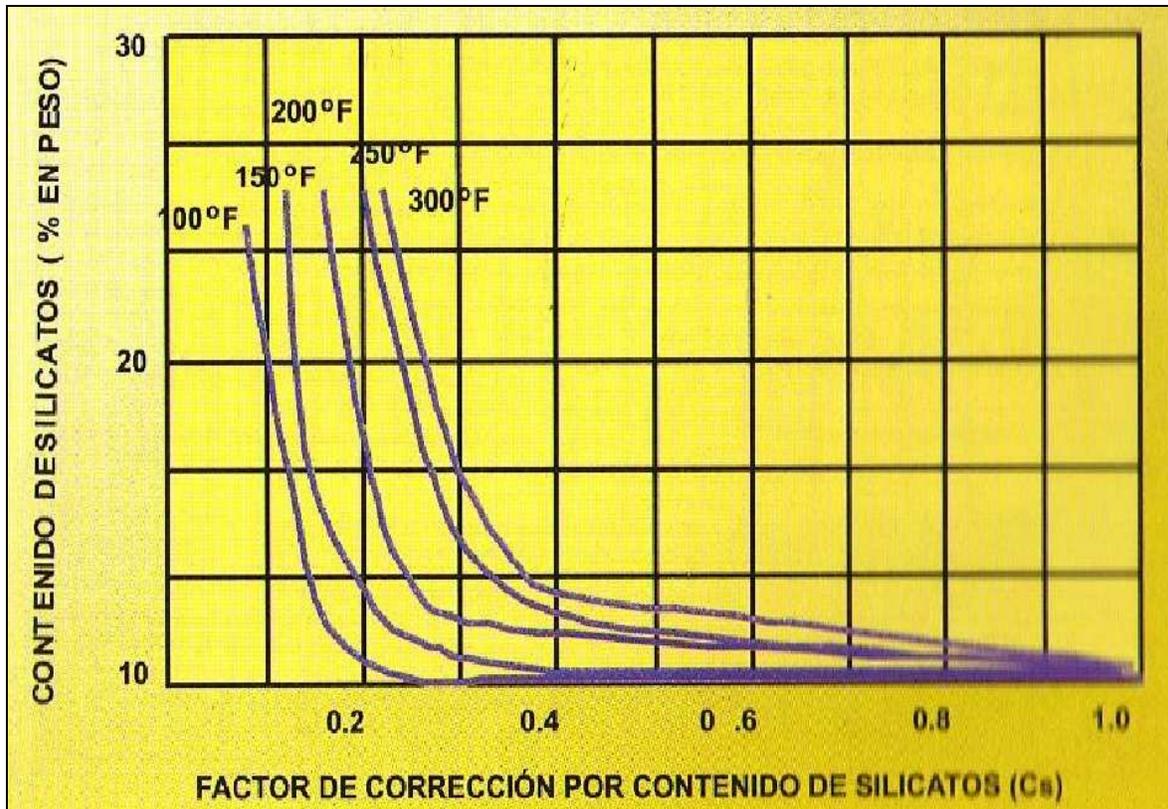


Figura 5.4.- Efecto del contenido de silicatos en la penetración de ácido HF.

3.2.4 Volumen del sistema de ácido, V_2 .

Radio de penetración r_{xp} (pg)

$$r_{xp} = r_w + P_{aqs} \quad (7)$$

Radio efectivo del factor de penetración, r_a (pg)

$$r_a = \sqrt{r_{xp}^2 - r_w^2} \quad (8)$$

Con r_a y figura 5.5 se obtiene el volumen unitario de ácido, V_a

$$V_2 = V_a * h_f \quad (9)$$

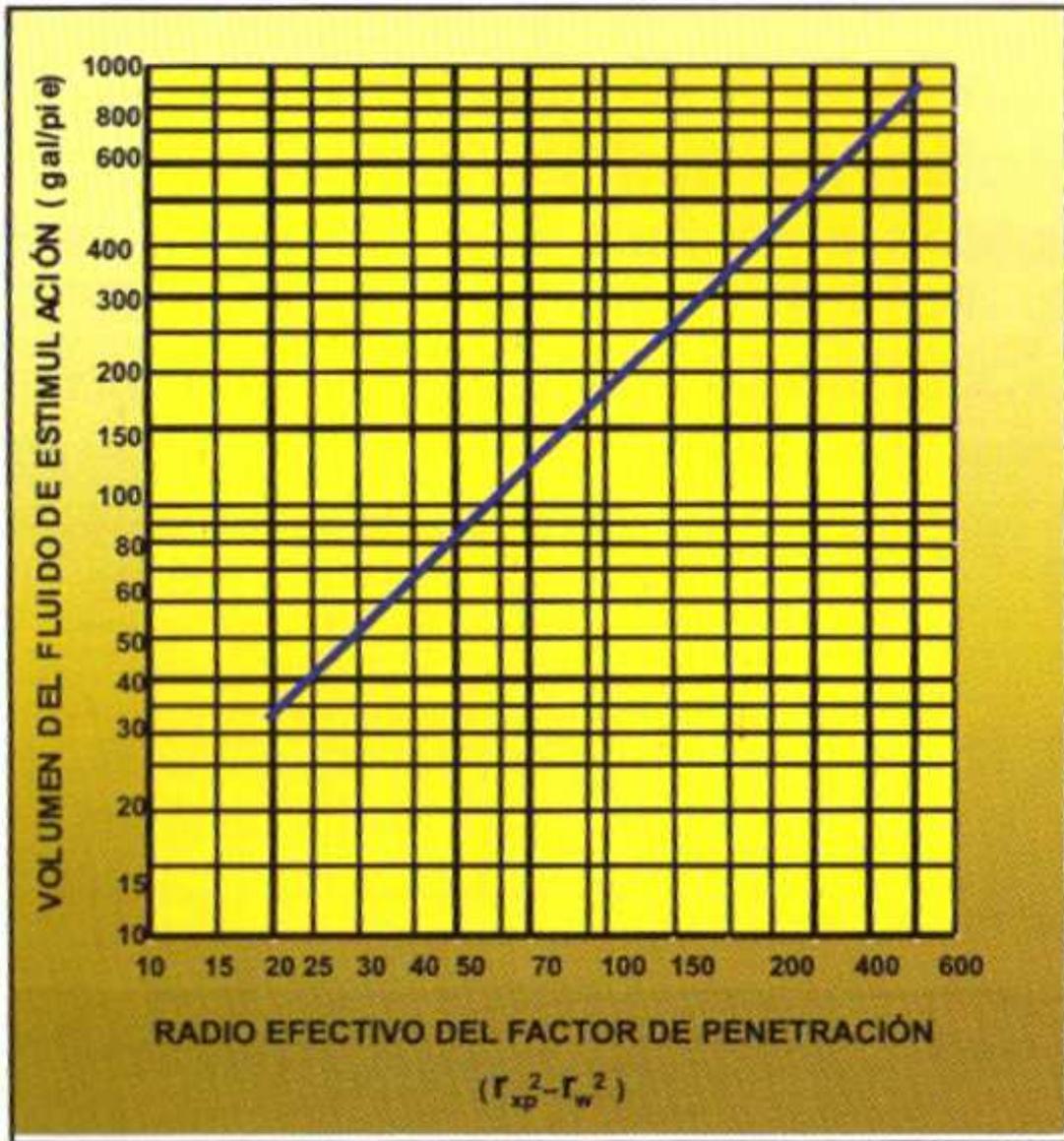


Figura 5.5.- Volumen unitario del fluido de estimulación HF.

3.3 Tiempo de inyección del sistema ácido.

$$t_2 = \frac{0.23805 * V_2}{qi \max} \quad (10)$$

3.4 Volumen de desplazamiento, V_3 (gal)

Para un radio de penetración mínima de 4 (pies)

$$r_3 = 4 + r_w \quad (11)$$

$$V_3 (\text{gal}) = 23.5 * \varphi * h_f (\text{pies}) * (r_3^2 - r_w^2) (\text{pie})^2 \quad (12)$$

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)

$$t_3 = \frac{0.023805 * V_3 (\text{gal})}{qi \max (\text{BPM})} \quad (13)$$

3.6 Volumen de sobre desplazamiento V_s (gal)

Vs: volumen de las tuberías hasta la base del intervalo a estimular

4. Incremento de Productividad esperado

$$\frac{J}{J_0} = \frac{\left(\frac{k_s}{k}\right) * \ln(r_e/r_w)}{\ln(r_x/r_w) + \left(\frac{k_s}{k}\right) * \ln(r_e/r_x)} \quad (14)$$

ETAPAS DE ACIDIFICACIÓN

ETAPA	RAZÓN
(1) Desplazamiento del agua de formación con salmuera	Prevenir la precipitación de incrustaciones por la mezcla de HCl gastado (salmuera CaCl ₂) con el agua de formación
(2) Acido acético al 10%	Para disolver carbonatos antes que el HCl entre en contacto con la formación que contiene compuestos de fierro como sulfuro de fierro (pirita), siderita (carbonato de fierro), óxido de fierro (hematita, limolita, magnetita) ó arcillas como clorita
(3) Prelavador de HCl	Para disolver carbonatos antes del HF y desplazar la salmuera de la formación para prevenir el contacto con el HF gastado
(4) Acido fluorhídrico	Disuelve silicatos en arenas (arcillas, feldespatos, cuarzo, etc.)
(5) Sobre desplazamiento 3% de NH₄Cl, 5% al 15% HCl,	Para desplazar el HF gastado de la vecindad del pozo 3 pies; y prevenir

Diesel o Nitrógeno

precipitación de silicatos en la vecindad del pozo

Número de etapa	Nombre de la etapa	Razón de la etapa	Fuente de información	Composición de la etapa	Volumen de la etapa *
I.	Desplazamiento con aceite crudo	Previene la formación de lodo asfáltico por el ácido	Prueba asfáltica ácido/aceite crudo	Solvente aromático (Xileno, Tolueno)	Desplazamiento radial 3 pies
II	Desplazamiento del agua de formación	Prevenir incrustaciones contenido de HCO_3^- , SO_4^{2-}	Análisis del agua de formación	Arenas: 3% NH_4Cl Carbonato: 2% KCl 3% NaCl	Desplazamiento radial 3 pies
III	Acido acético	Compuestos de hierro en la formación pirita, siderita, hematita, clorita	Análisis de rayos X	Acido acético al 10%	% CaCO_3 Gal/pie 0 - 5 25 5 - 10 50 10 - 15 75 15 - 20 100
IV	Acido clorhídrico	CaCO_3 u otros minerales solubles de HCl	Análisis de rayos X ó pruebas de solubilidad en HCl	De acuerdo a la mineralogía del núcleo 3% - 15% de HCl	Arenas: % de HF HCl Sol. Vol. de la etapa. <5% 50% 5-10% 100% 10-20% 200% Calizas: 25 - 100 gal/pie
V	Acido fluorhídrico (No usen carbonatos y arenas cuando la solubilidad del HCl > 20%)	Daño por arcillas, finos y lodo de perforación	Análisis de rayos X de solubilidad del $\text{HCl}:\text{HF}$	De acuerdo a la mineralogía de la formación 0.5% al 3% HF 3% al 13.5% HCl	75 a 150 gal/pie
VI.	Fluido desplazador	Para gastar el ácido desplazar el ácido gastado lejos de las perforaciones	Usarlo siempre	a) 3% NH_4Cl (Todos los pozos) b) Nitrógeno (Pozos de gas) c) Diesel (Pozos de aceite) d) 5% HCl (Pozos de agua)	El mismo volumen que el HF ó un volumen para desplazar 5 pies radiales

*Volumen mínimo por etapa - 500 Galones.

Diseño de tratamiento ácido matricial en rocas calcáreas

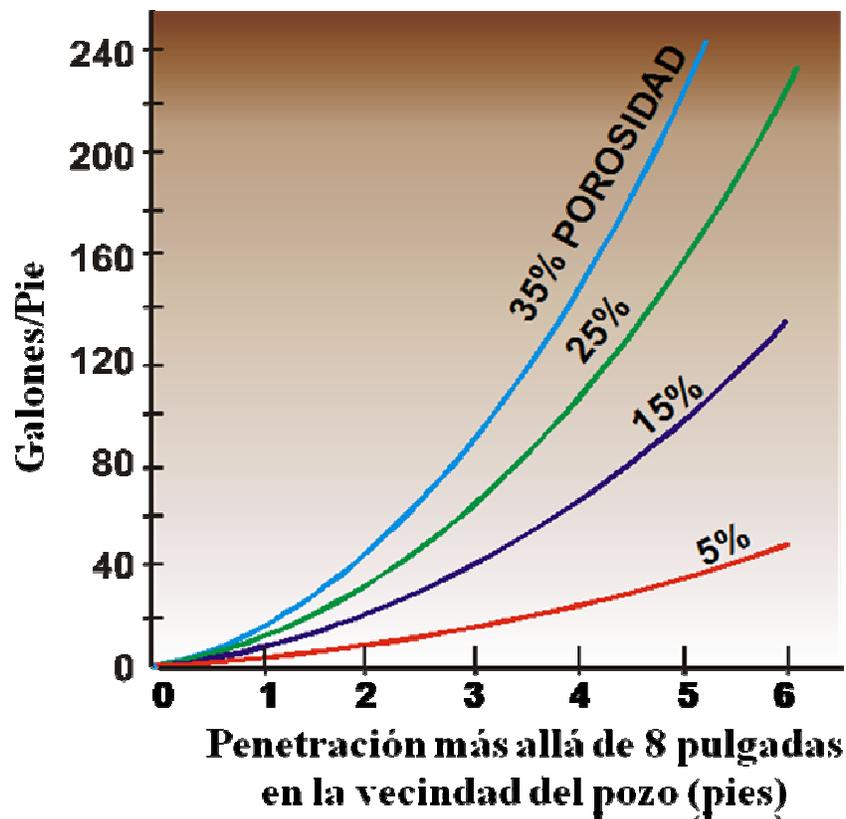
1. Seleccionar el fluido de tratamiento a través de pruebas de laboratorio.
2. Determinar la presión y gasto máximo de inyección en forma similar al procedimiento indicado para areniscas.
3. Determinar el volumen de fluido de estimulación

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 considere $r_x = 5$ (pies) + r_w

Para daño profundo asumir $r_x = 10$ (pies) + r_w

$$V_f(\text{gal}) = 23.5 * \varphi * h_f(\text{pies}) * (r_x^2 - r_w^2)(\text{pies})^2 \quad (15)$$



Volumen requerido para llenar el volumen poroso de la formación.

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 correspondientes.

4. Estimar el resultado de la estimulación (incremento de productividad esperando)
5. Programa de estimulación matricial en rocas calcáreas, la inducción deberá realizarse inmediatamente después de terminada la operación.

Capítulo 6. Aplicación de Campo

En este capítulo se verá la aplicación de una Estimulación Matricial, por efecto de la Tesis, el pozo se llamará “Pozo Tesis 1”, después del trabajo de perforación y terminación se observó que no hubo una reacción de la producción natural del pozo, se realizó la evaluación del daño el cual valor de skin resultó ser de 5. A continuación se muestra los datos de tubería y las propiedades petrofísicas del yacimiento.

Datos de TR

D. E. [in]	Peso [lb/ft]	D. I. [in]	Profundidad [m]
7.0	32	6.094	3368

Sin duda alguna, el objetivo de la estimulación matricial es establecer productividad en este pozo Tesis 1 en su intervalo de interés en formación 3321 – 3343 m, con un intervalo disparado de 3326 – 3330 m. Por tal razón se recomienda un tratamiento con HCl y solventes, para atacar compuestos orgánicos y daño por invasión de sólidos y fluidos de perforación, reparación y terminación.

Esto se logrará en base a la inyección a formación de los fluidos estimulantes recomendados a gastos y presiones inferiores a las condiciones de fractura de la roca. Precisamente las soluciones propuestas reaccionarán químicamente disolviendo materiales extraños a la formación y parte de la propia roca,

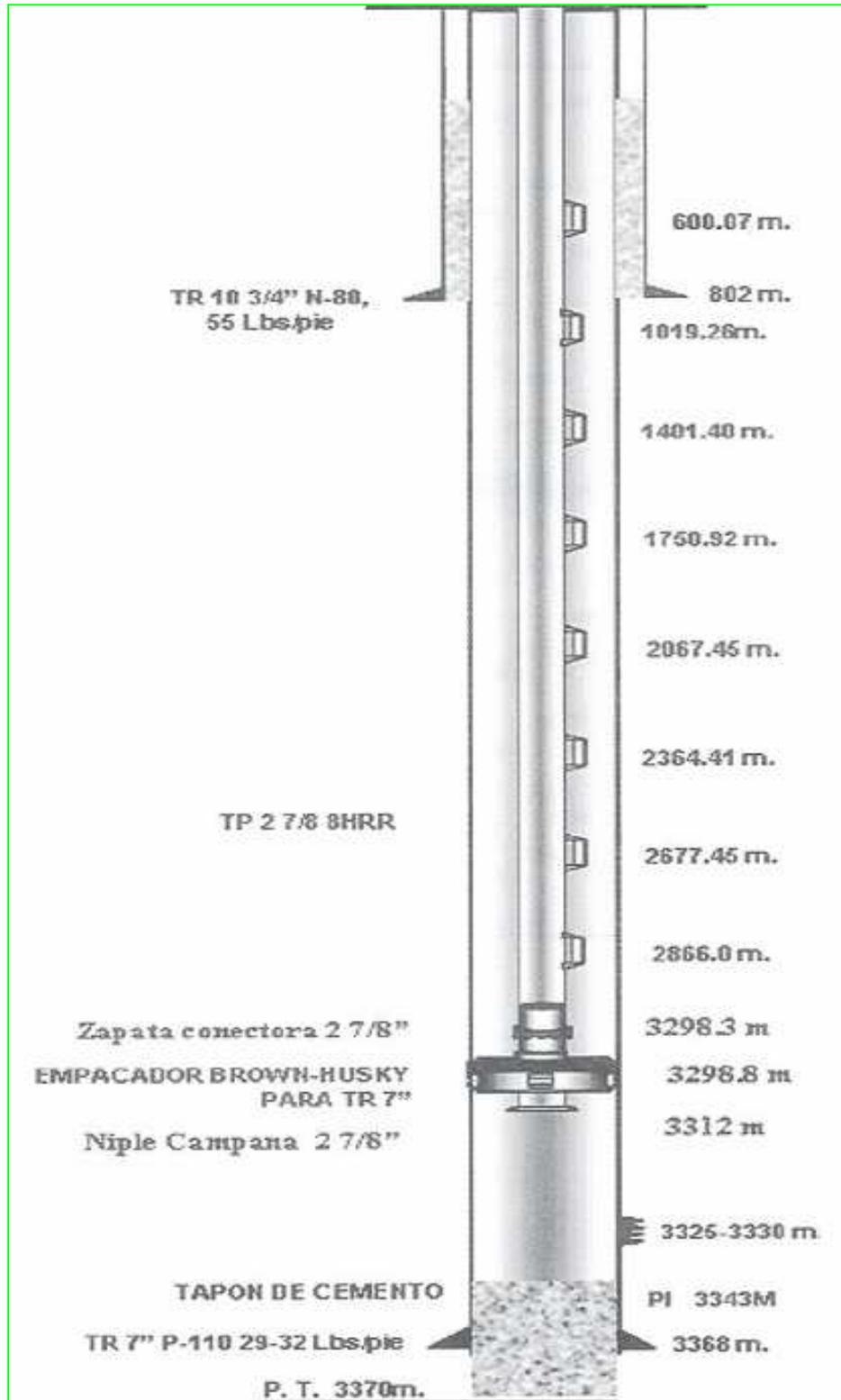
teniendo una penetración dentro del rango de estimulación matricial, en este caso, de carácter mixto.

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

Datos del pozo Tesis 1

Nombre del pozo	Tesis 1	Compresibilidad total [1/psi]	0.30826 x 10 ⁻³
Formación	Cretácico Tamabra	Viscosidad [cp]	1.450
Grav. Especif. Formación	2.76	Presión de Fractura [psi]	7560
Litología	93% Caliza, 7% Lutita	Presión de yacimiento [psi]	3244
Cuerpo a estimular	1	Temperatura [°C]	204
Espesor neta del cuerpo [m]	22	Espesor Neto Limpio [m]	6
Porosidad [%]	14	Skin	5
Gradiente de fractura [psi/pie]	0.7270	Factor de volumen de aceite [m³/m³]	1.3597
Densidad del aceite [gr/cm³]	0.7362	Gravedad del Aceite [API]	28
Modulo de Young (Caliza) [psi]	8 x 10 ⁶	Relación de Poisson (Caliza)	0.20
Modulo de Young (Lutita) [psi]	10 x 10 ⁶	Relación de Poisson (Lutita)	0.40

Estado mecánico del pozo Tesis 1.



Las pruebas de laboratorio fueron las siguientes:

Prueba de compatibilidad con crudo del Pozo Tesis 1



Foto 1. Muestra después de someterla a la centrifuga

Foto 2. Muestra después de someterla a la centrifuga con aromina

Foto 3. Se observa que la muestra tiene presencias de fierro de la tubería.

Se somete la muestra de aceite de pozo a una prueba de compatibilidad a diferentes concentraciones de aditivos y se selecciono el mejor que es la prueba número 1.



Después se hace una prueba de aceite con ácido con otra muestra de aceite del pozo para ver como reaccionara y saber si puede llegar a crear sludge que se convertiría en un problema.

Prueba de Sistema Ácido con el crudo del Pozo Tesis 1

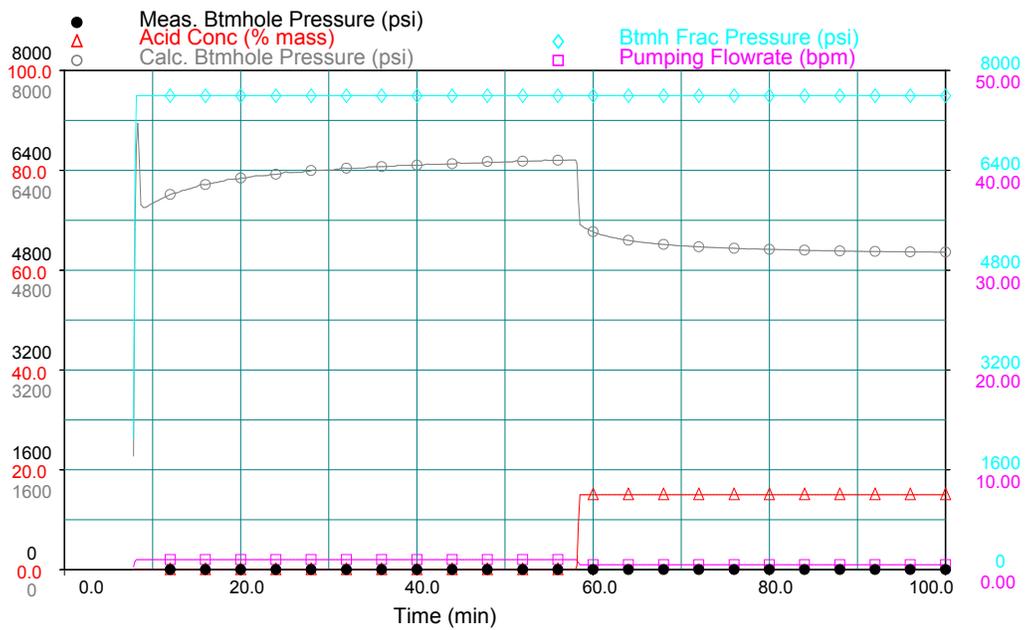
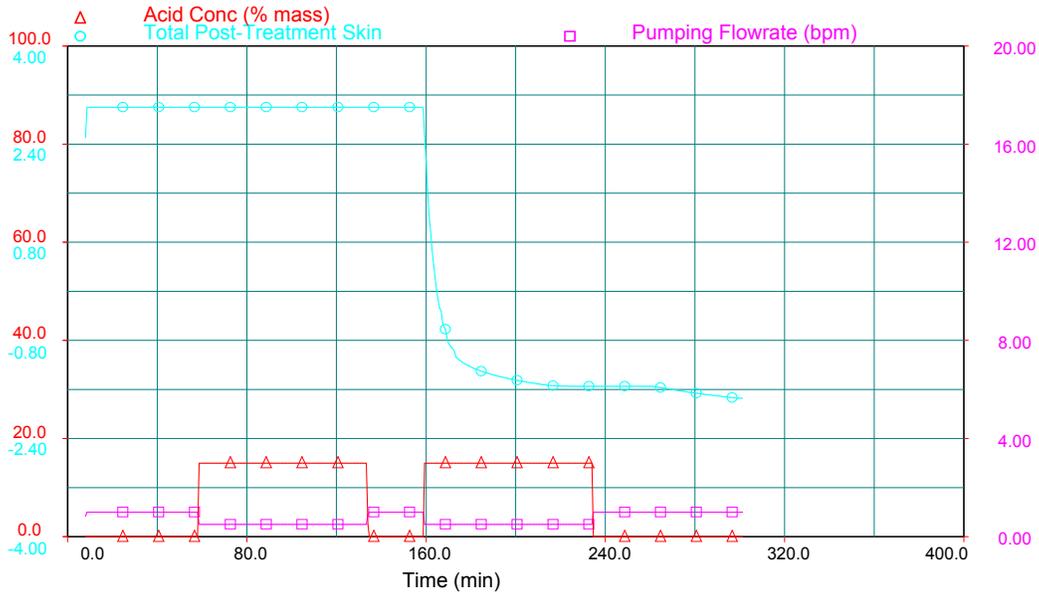


Foto 1. Sistema ácido con HCl al 15%



Foto 2. El sistema no presenta Sludge, se observa que la malla queda manchada debido a la viscosidad del crudo.

Con los resultados obtenidos de compatibilidad y con ayuda de programa de computo StimPT, se obtuvieron los siguientes comportamiento de pozo y la cedula de bombeo.



ANÁLISIS DE RESULTADOS.

El daño presente es por obstrucción por fluidos de perforación y terminación en la cara del yacimiento algunas pulgadas dentro. Además, existe la presencia de residuos asfálticos y parafínicos.

- Los volúmenes resultantes de fluidos estimulantes pronostican un radio de penetración de ácido de **3.6 pies** dentro yacimiento.
- Como fluido estimulante principal, se propone ácido al 15% modificado, inhibidor de corrosión, intensificador de corrosión, surfactantes, secuestrantes de fierro, suspensor de finos y anti-sludge .
- El factor de daño (skin) mejora hasta una magnitud de **-1.8**
- Se obtuvieron los siguientes volúmenes de fluidos estimulantes reactivos

DESCRIPCION	VOLUMEN
Sistema Orgánico(Aromina con aditivos)	8,000 Litros
Sistema Ácido(HCl al 15% con aditivos)	12,000 Litros
Sistema Ácido al 15% con aditivos gelificado	4,000 Litros
Diesel	10,700 Litros

CÉDULA DE BOMBEO

De acuerdo a los datos de salida de los programas de cómputo StimPT, los análisis de laboratorio, se propone la siguiente cédula de bombeo:

Tiempo min	Etapas	Gasto de Iny. bpm	Volumen Parcial, lts	Volumen acum., lts	Gasto N ₂ (m ³ /min)	Volumen acum. N ₂ (m ³)
50	Sistema orgánico	1	8,000	8,000	25	1,250
75	HCl al 15%	0.5	6,000	14,000	20	2,750
25	HCl gelificado al 15%	1	4,000	18,000	25	3,375
75	HCl al 15%	0.5	6,000	24,000	20	4,875
67	Diesel	1	10,700	34,700	25	6,550

Notas:

1. Se recomienda nitrogenar todas las etapas del tratamiento mixto.
2. Se recomienda el uso de TF para una adecuada distribución del tratamiento.
3. El pozo deberá ser abierto inmediatamente después de la operación.

PROGRAMA OPERATIVO, LINEAMIENTOS DE SEGURIDAD Y MEDIO AMBIENTE.

1. Efectuar reunión de seguridad, acuerdos y cuidados ecológicos entre representantes de Pemex y compañías involucradas previo al inicio de operación.
2. Después de instalar las líneas superficiales de bombeo y de conexión a la pipa(s) contenedora(s) realizar las pruebas de presión correspondientes con una magnitud de presión mayor a la máxima pronosticada para la operación. Instalar unidad de alta presión.
3. Deberán definirse las zonas de alto riesgo durante la operación. Así mismo, todo el personal que intervenga en la operación deberá contar con equipo de seguridad y protección completo, es decir, guantes, botas, overol y casco.

4. Asimismo, todo el personal que esté presente en la operación y tenga inherencia en el manejo de los fluidos estimulantes deberá contar además del equipo de protección señalado en el punto anterior con mascarillas y lentes de protección personal.
5. Tener en la localización contenedores con agua como medida de seguridad, así mismo contar con extinguidores.
6. Probar conexiones superficiales de control con 5,000 psi, dependiendo de las condiciones límite del árbol de válvulas y su serial.
7. Calibrar, si está programado, el equipo de monitoreo de parámetros de presión, gasto y volumen.
8. Abrir pozo inmediatamente a presa metálica
9. Se deberá tener cuidado al terminar la operación y durante el proceso de limpieza del pozo estimulado en mantener limpia de residuos contaminantes o de cualquier otro tipo a la localización correspondiente.
10. Evaluar condiciones de producción
11. Efectuar reporte de la operación y de incidentes durante la intervención
12. Realizar los ajustes necesarios a este programa con base a las condiciones presentadas durante la intervención

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

1. El daño presente en este pozo productor es por invasión de fluidos provenientes de las etapas de perforación y por depósitos asfálticos y parafínicos.
2. La presente propuesta entra en el rango de estimulación matricial, en este caso mixta, pues se propone un radio de invasión de fluido estimulante de 3.6 pies dentro yacimiento.

4. Se recomienda realizar previamente un tratamiento de limpieza a la tubería de producción para evitar que las partículas de óxido de fierro lleguen al interior de la formación y dañen las vecindades del yacimiento.
5. También es altamente recomendable ejecutar una prueba de inyección para asegurar la inyectividad en el yacimiento, visualizar las presiones de inyección superficial y de fondo así como el cálculo de la presión de fracturamiento.
6. Se establece un gasto de bombeo 1.0 bpm, esto dependerá de no rebasar EN NINGÚN MOMENTO las condiciones de fracturamiento de la formación estimulada. Si el yacimiento muestra admisibilidad a los fluidos estimulantes, es posible incrementar el gasto de inyección.
7. Para cumplir con la condición inmediata anterior será necesario monitorear y analizar en todo momento el comportamiento de presión de trabajo superficial.

Pronóstico de Producción

Para nuestro caso la producción esperada después del tratamiento es de 210 barriles/día, o sea $33.39 \text{ m}^3/\text{día}$.

Rentabilidad de la Estimulación / Rentabilidad

Para este pozo en particular, el retorno de la inversión en la estimulación, de acuerdo a las condiciones post-productivas se fija en 63 días

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Todo tratamiento de estimulación, ya sea Matricial o Fracturamiento, debe regirse siempre por tres premisas:

1. Volumen suficiente de hidrocarburos a producir
2. Permeabilidad de la formación
3. Energía del yacimiento

Debido a que debemos tener la suficiente cantidad de hidrocarburos para que el proyecto nos beneficie y sea rentable; la permeabilidad de la formación sea la suficiente para que con la remoción o by-pass que le hagamos al daño se logre la producción de nuestro yacimiento, ya sea con la energía natural del mismo o que podamos inducirla.

Para cualquier tratamiento de Estimulación Matricial, se debe hacer primero el análisis y discretización del daño de nuestro yacimiento, para así poder asegurar que la estimulación se hará debido al daño verdadero a la formación y no por algún otro pseudodaño.

La acidificación matricial es un parámetro importante en la industria petrolera, se define como la inyección de un fluido a base de ácidos al yacimiento, a una presión menor a la presión de ruptura de la misma roca, logrando así con el fluido una penetración radial, eliminando el daño y dejando a su paso limpia la zona de la matriz crítica para que los hidrocarburos se puedan desplazar al pozo y de ahí a superficie.

Es necesario contar con las condiciones petrofísicas y mineralógicas de nuestro yacimiento candidato a una Estimulación Matricial para poder hacer una optima selección de nuestro fluido de tratamiento, la cual debe ser elegida por su habilidad para disolver los sólidos que impidan la producción natural o inducida de nuestro yacimiento.

La selección apropiada de los fluidos de tratamiento de estimulación matricial debe de estar basado en las pruebas de laboratorio. El resultado de la estimulación debe ser evaluada con pruebas de variación de presión.

En condiciones de que el daño es muy profundo y el yacimiento es de baja permeabilidad se podrá pensar en una Estimulación por Fracturamiento Hidráulico, sea con sustentantes o con acido, dependiendo del tipo de formación.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ✓ MANUAL DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL DE POZOS PETROLEROS, C. ISLAS, COLEGIO DE INGENIEROS PETROLEROS A. C., 1991.
- ✓ APUNTES DE GEOLOGÍA PARA PROGRAMA DE ESTIMULACIÓN, M. I. RENE ALEJANDRO TELLEZ GOMEZ, 2008
- ✓ APUNTES DE YACIEMIENTOS PARA PROGRAMA DE ESTIMULACION, M. I. MAXIMINO MEZA, 2008
- ✓ SISTEMA INTEGRAL DE PRODUCCIÓN PETROLERA Y GAS NATURAL, M. I. CESAR UGENIO NÁJERA MORENO, 2008.
- ✓ CURVAS DE VARIACIÓN DE PRESIÓN, DR. ROBERTO PADILLA SIXTO, 2008
- ✓ APUNTES DE CALCULOS DE PRODUCTIVIDAD, ING. JAIME BLANCO GALAN, 2008
- ✓ PETROLEUM PRODUCTION SYSTEMS, M. J. ECONOMIDES, A. D. HILL, CH. EHLIG-ECONOMIDES, PRENTICE HALL PETROLEUM ENGINEERING SERIES, 1994.
- ✓ OIL WELL STIMULATION, R. S. SCHECHTER, PRENTICE HALL, 1992.
- ✓ RESERVOIR STIMULATION, M.J. ECONOMIDES, K. G. NOLTE, DOWELL, SCHLUMBERGER, SECOND EDITION, 1989.

- ✓ ACIDIZING FUNDAMENTALS, B. B. WILLIAMS, J.L.GIDLEY, R. S. SCHECHTER, MONOGRAPH VOLUME 8 SPE DOHERTHY SERIES, 1979., SPE DOHERTY SERIES, 1970.
- ✓ PRINCIPLES OF OIL WELL PRODUCTION, McGRAW HILL, T. E. W. NIND, SECOND, EDITION 1981
- ✓ WELL DESIGN DRILLING AND PRODUCTION, B. C. CRAFT, W. R., HOLDEN, E.D. GRAVES, PRENTICE HALL, 1962.
- ✓ MANUAL DE ESTIMULACIÓN MATRICIAL, SILVINA FICETTI SCHLUMBERGER, 2008
- ✓ ESTIMULACIÓN MATRICIAL DE POZOS PETROLEROS, IMCS, 2006.
- ✓ SPE 102468, LESSONS LEARNED AND GUIDELINES FOR MATRIX ACIDIZING WITH VISCOELASTIC SURFACTANT DIVERSION IN CARBONATE FORMATIONS, SPE INTERNATIONAL SEPTEMBRE 2006.
- ✓ UN "CONSEJO EXPERTO" PARA MAXIMIZAR EL EXITO EN ACIDIFICACIÓN DE ARENAS, NORBERTO BRIGGILER, GINO DI LULLO Y PHIL RAE.