

CAPÍTULO VI

CORRECCIÓN DEL DAÑO

En muchos de los casos los tratamientos para la corrección del daño o la creación de canales extensivos o modificaciones de las reacciones entre los fluidos propios del yacimiento, se hacen necesarios debido a que las posibilidades de recuperar la máxima cantidad de hidrocarburos posible se ve en riesgo.

La corrección del daño requiere de conocer el tipo y la caracterización del daño, los tratamientos para su remoción son los siguientes:

Estimulaciones reactivas: Tratamiento con ácido

Estimulaciones no-reativas: Fracturamiento hidráulico.

Tratamiento con surfactantes: Tratamiento con agentes que cambian tensión interfacial, superficial, mojabilidad, presión capilar.

Tratamiento de calor intenso: Tratamiento para remover ceras por depositación de parafinas y asfáltenos, así como para deshidratar arcillas.

Para llevar a cabo de manera correcta un tratamiento para remoción de daño se debe de identificar aspectos necesarios.¹¹

Los parámetros más importantes de análisis para el diseño de tratamientos de remoción de daño son:

- a) Permeabilidad
- b) Presión del yacimiento
- c) Porosidad
- d) Mineralogía de la formación
- e) Densidad de los fluidos de la formación
- f) Saturación de los fluidos de la formación
- g) Temperatura del yacimiento
- h) Profundidad de la formación
- i) Factor de daño

Las pruebas de variación de presión y su análisis sirven de mucho al momento de comenzar el diseño de tratamientos de remoción de daño para aumentar la capacidad productiva del yacimiento. Como se estudio en capítulos anteriores durante la producción se puede determinar que el yacimiento se encuentra dañado, y para la comprobación y cuantificación del mismo se hecha mano de herramientas para la determinación de parámetros como la permeabilidad, factor de daño y conductividad del yacimiento.

También gracias a muestras y pruebas de laboratorio se lleva a cabo el análisis necesario y anticipado a un tratamiento, ya que sirven para determinar y conocer el mecanismo de daño que se presenta en la formación a estimular, para ello se enlista una serie de análisis y pruebas comunes.

Análisis composicional: Esta prueba permita detectar la presencia de emulsiones, sedimentos orgánicos y/o inorgánicos, etc., que puedan estar provocando el daño al yacimiento. Así como también se puede determinar la densidad del crudo a producir.

En forma análoga se realiza el análisis para el agua y poder determinar su densidad, pH, y sales disueltas en ella.

Análisis mineralógico: Se realiza para determinar el contenido mineralógico y proporción del mismo en la roca del yacimiento, y esto es de gran importancia para identificar el tipo de fluido a usar dentro de la estimulación así como sus aditivos. Este análisis se puede determinar de dos formas, fluorescencia y difracción de rayos X, de los cuales se obtiene la distribución cualitativa de los minerales presentes en la roca.

Dentro de las pruebas de laboratorio es importante recordar que los fluidos que se tienen que inyectar deben de guardar cierto orden respecto a la forma en como reaccionarán con los fluidos de la formación o con la roca en sí. Por lo cual se deben llevar a cabo las siguientes pruebas.

Prueba de compatibilidad: Gracias a esta prueba se puede determinar la capacidad de mezcla, homogeneidad y solubilidad, rompimiento de emulsiones y mojabilidad por agua de los fluidos a usar en el tratamiento con los fluidos contenidos en la formación.

Prueba de emulsión: Se realiza para determinar la cantidad de ácido separada en el menor tiempo, la calidad de las fases ácido- hidrocarburos y la tendencia a formar precipitados de asfáltenos.

Prueba de agua de formación: Se realiza esta prueba para determinar la tendencia a generar incrustaciones de sales en los aparejos de producción y la precipitación de estas en la formación.

VI.1. ESTIMULACIÓN CON ÁCIDOS¹¹

Se inyectan fluidos ácidos para que reaccionen químicamente disolviendo materiales que provocaron el daño a la formación, así como sólidos contenidos en la roca. Por ejemplo: arcillas, precipitaciones inorgánicas.

Un ácido para que pueda ser utilizado en la estimulación de pozos debe cumplir con las siguientes características:

- Los productos de reacción deben ser solubles en agua y de fácil remoción.
- Sus efectos dañinos puedan ser controlados.
- De fácil manejo.
- De bajo costo.
- Disponibles en grandes cantidades.

Dentro de los ácidos más usados se encuentran los siguientes:

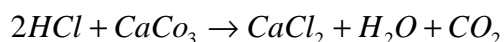
Ácidos inorgánicos: Clorhídrico y Fluorhídrico.

Ácidos orgánicos: Acético y Fórmico.

Ácidos Inorgánicos.

Ácido Clorhídrico: Es el más utilizado en la estimulación de pozos y consiste de una solución de cloruro de hidrógeno en forma de gas en agua, puede alcanzar concentraciones de hasta el 43 % en peso a condiciones estándar, sus productos de reacción son solubles en agua y es altamente corrosivo. El ácido clorhídrico reacciona con material calcáreo compuesto principalmente de calcita y dolomía. En el mercado se encuentra hasta una concentración del 32% en peso y se le conoce como ácido muriático.

La reacción básica entre el ácido clorhídrico y la caliza es la siguiente:



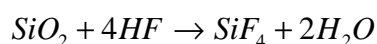
La reacción con la dolomita es similar pero la composición química es ligeramente diferente:



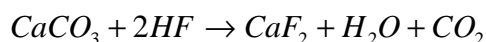
Ácido Fluorhídrico: Es el único ácido que disuelve materiales arcillosos como feldespatos y arena (cuarzo). Además de reaccionar con estos materiales, también reacciona con minerales calcáreos y con los iones positivos de la salmuera de la formación. Sin embargo, los productos de reacción son insolubles en agua, por lo que se deben realizar pruebas rigurosas de compatibilidad. Este ácido es utilizado mezclado con el ácido clorhídrico y la mezcla más común es; 3% HF y 12% HCl, la acción corrosiva es similar a la del ácido clorhídrico.

El ácido fluorhídrico es el único ácido que disuelve minerales sílicos sin formar precipitados. En el mercado se puede obtener en soluciones acuosas del 40 al 70% en peso o como material puro en forma de anhídrita.

La reacción entre el ácido fluorhídrico con sílice es la siguiente:



La reacción con el carbonato de calcio es:



En el uso del ácido fluorhídrico presentan algunos inconvenientes:

1) Debido a la gran área de contacto de las arcillas, el ácido se gasta rápidamente reduciendo la penetración a escasos centímetros.

2) Este ácido, disuelve gran cantidad de minerales de sílice que funcionan como material cementante lo que puede ocasionar un colapso de la formación en la vecindad del pozo.

Ácidos orgánicos.

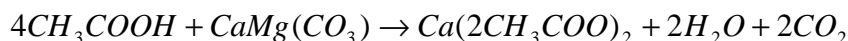
Estos ácidos son considerados mucho más débiles que el ácido clorhídrico.

Ácido Acético: Fue el primer ácido orgánico utilizado en la estimulación de pozos, es un ácido débil debido a que su ionización en agua es parcial y ocurre lentamente, se utiliza como ácido retardado. Su poder de disolución es menor que la del ácido clorhídrico pero es menos corrosivo. Se usa principalmente en calizas y dolomitas a altas temperaturas.

Reacción del ácido acético con el sílice:



Relación del ácido acético con el carbonato de calcio:



Ácido Fórmico: Este ácido tiene mayor poder de disolución que el ácido fluorhídrico y acético pero menor que el clorhídrico, se utiliza combinado con el ácido clorhídrico o con ácido fluorhídrico en concentraciones del 10%, a concentraciones mayores, los productos de reacción son gelatinosos y difíciles de extraer. Se usa principalmente en rocas calcáreas en pozos de alta temperatura.

Los tratamientos de estimulación por ácidos, son usados de manera más efectiva en formaciones dañadas de alta permeabilidad. Cuando el diseño de estimulación se efectúa de manera adecuada, usualmente la productividad del aceite se incrementa de manera adecuada, sin incrementar la del gas y agua.

El tratamiento con ácido también tiene los siguientes propósitos:

- Antes de comenzar un tratamiento de fracturamiento, para limpiar los desechos de los disparos, asegurándose que el fluido fracturante entre por el canal disparado con más facilidad.
- Para deshacer los geles, (sensibles al ácido), que se usan en los tratamientos de fracturamiento, si es que el gel del tratamiento no fue exitoso.
- Como un lavado previo antes de cementar.

- Acidificar el empacamiento de grava cuando la permeabilidad del empacamiento se encuentra alterada de forma negativa.

Ya se ha mencionado anteriormente los ácidos más usados y algunas de las formaciones en las que se recomienda su uso, sin embargo un modelo más confiable es el que ofrece Mc. Leod, como guía para la selección del ácido para el tratamiento, todo esto basado en su experiencia.

Situación.

Tratamiento con ácidos en carbonatos.

| | |
|---|---|
| Fluido de la perforación. | 5 % de ácido acético. |
| Daño por disparos. | (a) 9% de ácido fórmico. (b) 10% de ácido acético. (c) 15 % de ácido clorhídrico. |
| Daño profundo cerca del fondo del pozo. | (a) 15% de ácido clorhídrico. (b) 28% de ácido clorhídrico. (c) Ácido clorhídrico emulsificado. |

Tratamiento con ácidos en arenas.

| | |
|------------------------------------|---|
| Solubilidad de HCl > 20% | Usar solo HCl. |
| Alta permeabilidad (más de 100 mD) | <ul style="list-style-type: none"> • Alta cantidad de cuarzo (80%), baja cantidad de arcilla (<5%). • Alta cantidad de feldespatos (>20%). • Alta cantidad de arcilla (>10%). • Alta cantidad de arcilla clorita e hierro. |
| | <ul style="list-style-type: none"> • 10% de HCl – 3% de HF^a • 13.5% de HCl – 1.5% HF^a • 6.5% de HCl – 1% de HF^b • 3% HCl – 0.5% HF^b |
| Baja permeabilidad (10 mD o menos) | <ul style="list-style-type: none"> • Baja cantidad de arcilla (<5%). • Alta clorita. |
| | <ul style="list-style-type: none"> • 6% de HCl – 1.5% de HF^c • 3% de HCl – 0.5% de HF^d |

^a Prelavar con 15% de HCl.

^b Prelavar con secuestrante 5% de HCl.

^c Prelavar con 7.5% de HCl o 10% de ácido acético.

^d Prelavar con 5% de ácido acético.

Este cuadro en vez de usarse como una regla, debe de usarse como una guía para considerar opciones.¹⁶

En el diseño de estimulación por ácidos se debe de considerar aquellos fundamentos que influyen la decisión para elegir un ácido, la concentración que mejor aplica para el trabajo en particular, el volumen total de ácido a aplicar, y el gasto optimo de inyección.

Además, un tratamiento de ácidos en arenas usualmente requiere un prelavado y/o un lavado posterior y estos fluidos deben de ser seleccionados. En el cuadro guía de McLeod se muestra que propone un prelavado para tratamientos en arenas con HCl; sin embargo no propone un lavado posterior, el cual seguiría siendo recomendable en muchos de los casos.

VI.1.1. PROBLEMAS MÁS USUALES DURANTE EL TRATAMIENTO CON ÁCIDOS⁵

El proceso de estimulación con ácidos se presenta como una opción para disminuir el daño a la formación. Sin embargo, durante esta actividad se pueden presentar problemas por una falta de planeación en el diseño de la inyección de los fluidos ácidos o por análisis en laboratorio de poca calidad.

En ocasiones, algunos materiales que se encuentran en la tubería de producción son arrastrados hacia la formación, hay que tener en cuenta que los ácidos intercambian iones con los metales (tubería de producción y de revestimiento), disminuyendo el espesor de los mismos, pudiendo llegar a dañarlos y arrastrando materiales y suciedades que se encuentran en las tuberías hacia la formación.

Por acción del ácido se crea dentro de la formación, bloques de emulsión. (En estimulaciones con ácidos posteriores a tratamientos con surfactantes)

Cuando el gasto de inyección es demasiado alto, los poros de gran tamaño se conectan entre si, de tal manera que se propaga estos canales creando (*Agujeros de gusano ó whormholes en ingles*), los estudios en laboratorio indican que dichos canales se pueden extenderse desde unos cuantos centímetros, hasta algunos metros. Por lo que los tratamientos ácidos en carbonatos, muchas veces actúan en las periferias del fondo del pozo y no abarcan zonas más profundas, por lo que se concluye que estos tratamientos cumplen con la remoción del daño en la zona más cercana al pozo. Sin embargo el ácido para estimular la matriz, entrega pobres resultados, si es que el daño a la formación era mínimo. En los casos de yacimientos naturalmente fracturados, el ácido puede actuar a lo largo de las fracturas existentes, y crear otra vía para poder llegar a una profundidad más allá del daño a la formación.

Cuando se inyectan en la formación grandes volúmenes de ácidos el riesgo de depositación de parafinas y asfáltenos es muy grande. De igual manera cuando se inyectan grandes cantidades de ácidos, y no se tiene un correcto diseño para la estimulación se presentan con regularidad los siguientes fenómenos perjudiciales:

- La roca puede perder consolidación por la disolución excesiva del material cementante que conforma a la matriz.
- Precipitación de productos secundarios de la reacción ácida con minerales de la formación.
- Algunos aditivos utilizados para prevenir la corrosión del hierro del sistema de producción pueden formar precipitados, esto sucede porque trabajan directamente sobre el hierro y la cantidad sobrante del aditivo va a parar a la formación.

- La permeabilidad del sistema poroso puede disminuir como consecuencia de residuos de los agentes inhibidores de corrosión, o a través de la degradación térmica de polímeros, tales como los que se utilizan para reducir la fricción.
- Los ácidos pueden destruir empacamientos de grava.

Aditivos.

Para el debido acondicionamiento de los ácidos a inyectar, y para prevenir los problemas antes mencionados, todos los ácidos utilizados en la estimulación de pozos requieren del uso de aditivos. Dicho acondicionamiento tiene fines de seguridad y para evitar reacciones indeseables o daños a la formación por incompatibilidad de fluidos (Gracias a los análisis y pruebas de laboratorio se prevén dichas reacciones indeseables). La selección y porcentaje de aditivos debe realizarse para cada problema a prevenir o solucionar en particular.

- Inhibidores de corrosión.- Retardan la corrosión aún en temperaturas y profundidades altas.
- Agentes no-emulsificantes.- Evita la formación de emulsiones (agua-aceite ó aceite-agua)
- Agentes antilodos asfálticos.- Para evitar la precipitación de material orgánico.
- Agentes suspensores.- Mantienen en suspensión los finos de la disolución de la roca.
- Agentes de mojabilidad.- Para mantener la formación mojada en agua.
- Agentes secuestrantes de hierro.- Para mantener en suspensión partículas de hierro.
- Agentes penetrantes.- Facilitan la mojabilidad de la roca al agua.
- Agentes reductores de fricción.- Reducen las pérdidas de presión por fricción.
- Agentes emulsificantes.- Para la utilización de ácidos emulsionados.
- Agentes retardadores.- Retardan la acción del ácido.
- Agentes espumantes.- Para facilitar la formación de espuma.
- Agentes desviadores.- Utilizados para taponar temporalmente zonas de mayor permeabilidad.
- Solventes mutuos.- Usados principalmente para la limpieza de arenas.

Máximo gasto de inyección.

La ecuación que representa la presión p_{wf} , a la que se inyecta el fluido a través del pozo al yacimiento, de radio de drene r_e , y presión de yacimiento p_R , es:

$$p_{wf} - p_R = \frac{q_i \mu}{2\pi k h} \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w'} \right) - \frac{3}{4} \right] \dots\dots\dots(6a)$$

Donde:

r_w' Radio efectivo de pozo, $r_w' = r_w e^{-S}$

La **(ecuación 6a)** muestra que mientras aumenta el gasto de inyección, la presión en el fondo del pozo correspondiente también crece, es necesario mantener la p_{wf} bajo el límite de la fractura, el máximo gasto de inyección, $q_{i\max}$, se encuentra cuando :

$$p_{wf} = FG(D).....(6b)$$

Donde:

- FG Gradiente de fractura.
- D Profundidad de la formación.

Esto limita efectivamente el gasto de inyección a niveles bajos, especialmente el gasto inicial.

Optimización teórica del índice de productividad.

Un tratamiento con ácidos será efectivo en inicio si el pozo se encuentra con restricciones de flujo en las cercanías del pozo, yacimiento con daño. En este tipo de sistema de permeabilidad reducida, (k_s), que se extiende desde el radio de pozo, (r_w), hasta un radio, (r_s), más allá de esta zona hasta el radio de drene (r_e), la permeabilidad permanece constante. Se muestra la comparación entre este sistema y uno similar que tiene una permeabilidad constante (sin daño).

$$\frac{J_d}{J_0} = \frac{\left(\frac{k_s}{k}\right) \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)}{\ln\left(\frac{r_s}{r_w}\right) + \left(\frac{k_s}{k}\right) \ln\left(\frac{r_e}{r_s}\right)}.....(6c)$$

Donde:

- J_0 Índice de productividad de una formación sin daño.
- J_d Índice de productividad de un pozo dañado a la misma presión de fondo fluyendo.

El siguiente ejemplo, resulta claro para identificar que el tratamiento de ácido es muy útil para remoción de daño, sin embargo como procedimiento de estimulación a un yacimiento sin daño, no resulta tan efectivo.

Suponer un pozo con las siguientes características:

- $r_w = 0.1[m]$
- $s = 15$
- $r_s = 0.4[m]$
- $k = 10[mD]$

$$r_e = 200[m]$$

Basando el comportamiento ideal en la (Ecuación 3b),

$$s = \left(\frac{k}{k_s} - 1 \right) \ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right)$$

Despejar y obtener k_s

$$k_s = \frac{k}{\frac{(s)}{\ln \left(\frac{r_s}{r_w} \right)} + 1} = \frac{10}{\frac{15}{\ln \left(\frac{0.1}{0.4} \right)} + 1} = 0.846[mD]$$

Entonces, aplicando la (Ecuación 6c)

$$\frac{J_d}{J_0} = \frac{\frac{0.85}{10} \ln \left(\frac{200}{0.1} \right)}{\ln \left(\frac{0.4}{0.1} \right) + \frac{0.85}{10} \ln \left(\frac{200}{0.1} \right)} = 0.3179 \quad \text{Ó} \quad J_0 = 3.146J_d$$

Por lo tanto, la productividad del pozo dañado puede aumentar en un factor de 3, si el daño se remueve en su totalidad, la permeabilidad original se restablece.

Considerando el otro aspecto, cuando un yacimiento no se encuentra dañado, y se efectúa la estimulación con ácidos y la permeabilidad aumenta en un factor de 10, en el radio de 0.4 [m]

$$\frac{J_d}{J_0} = \frac{10 \ln \left(\frac{200}{0.1} \right)}{\ln \left(\frac{0.4}{0.1} \right) + 10 \ln \left(\frac{200}{0.1} \right)} = 0.9821 \quad \text{Ó} \quad J_0 = 1.018J_d$$

Por lo que la estimulación a un yacimiento sin daño no ofrece posibilidades de éxito, como lo es cuando el daño está presente.

VI.2. TRATAMIENTO CON SURFACTANTES⁵

Los surfactantes o agentes tenso activos, son químicos que pueden llegar a ser favorables o no, afectando el flujo de fluidos en las cercanías del fondo del pozo. El uso de surfactantes debe de considerarse para terminaciones, para matar el pozo, reparaciones, y estimulaciones.

Para reconocer el rol de los surfactantes, es necesario entender la operación de los líquidos.

En el volumen completo de líquido, las moléculas ejercen una atracción mutua. Esta fuerza, es una combinación de las fuerzas de Van der Waals y fuerzas electrostáticas, esta fuerza es balanceada dentro del líquido pero ejerce tensión en la superficie de dicho líquido. Efectos similares se presentan entre dos líquidos inmiscibles o entre líquido y roca o metal en la superficie.

Características de los surfactantes.

Un surfactante puede ser definido como una molécula que busca una interfase y tiene la habilidad de alterar las condiciones prevalentes. Químicamente, un surfactante tiene afinidad por agua y aceite. La molécula de surfactante tiene dos partes, una parte que es soluble en aceite y la otra que es soluble en agua. La molécula es por lo tanto parcialmente soluble en agua y aceite, esto promueve la acumulación de surfactante en la interfase entre dos líquidos, entre un líquido y un gas, y entre un líquido y un sólido. Un surfactante con mayor afinidad por el aceite es usualmente clasificado como soluble por aceite, y el otro con mayor atracción por el agua es clasificado como soluble al agua. Algunos surfactantes son clasificados como un agente dispersor de agua o aceite.

Los surfactantes pueden traer en consecuencia los siguientes cambios en los fluidos y rocas del yacimiento

1. Aumentar o disminuir la tensión superficial e interfacial.
2. Hacer, romper, debilitar o fortalecer una emulsión.
3. Cambiar la mojabilidad de las rocas del yacimiento de la tubería de revestimiento, de la tubería de producción.
4. Dispersar arcillas u otros finos.

Los surfactantes tienen la habilidad de disminuir la tensión superficial de un líquido que está en contacto con un gas por adsorción en la interfase entre el líquido y el gas. Los surfactantes también pueden resumir la tensión interfacial entre dos líquidos inmiscibles por adsorción en las interfases entre los líquidos, y puede reducir la tensión interfacial y cambiar los ángulos de contacto por adsorción en interfases entre un líquido y un sólido.

La acción primaria de varios surfactantes es gracias a las fuerzas electrostáticas, por lo tanto un surfactante es clasificado, por la naturaleza iónica del grupo de moléculas que son solubles al agua. Esquemáticamente, la parte soluble al agua de una molécula es representada por un círculo y la parte soluble al aceite como una barra (*Figura 6.01*).

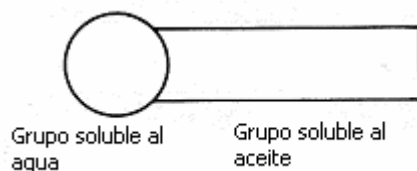


Figura 6.01. Molécula de Surfactante. (THOMAS O. ALLEN, ALAN P. ROBERTS. PRODUCTION OPERATIONS 2))

Surfactantes Aniónicos: Son moléculas orgánicas donde el grupo soluble al agua se encuentra negativamente cargado (*Figura 6.02*).

Ejemplos de surfactantes aniónicos incluyen sulfatos, sulfonatos, fosfatos y fosfonatos, siendo los más comunes los primeros dos.

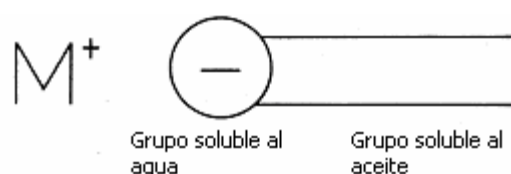


Figura 6.02. Surfactante aniónico, donde M^+ representa un Ion positivo como el Na^+ . (THOMAS O. ALLEN, ALAN P. ROBERTS. PRODUCTION OPERATIONS 2))

Surfactantes Cationicos: Son moléculas orgánicas donde el grupo soluble al agua se encuentra positivamente cargado (*Figura 6.03*).

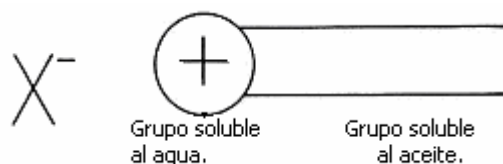


Figura 6.03. Surfactante Cationico, donde X^- representa un Ion negativo como el Cl^- . (THOMAS O. ALLEN, ALAN P. ROBERTS. PRODUCTION OPERATIONS 2))

Surfactantes No-Ionicos: Son moléculas orgánicas que no ionizan y, por lo tanto, permanecen sin carga (*Figura 6.04*). Muchos de los surfactantes no-ionicos contienen grupos solubles al agua que son polímeros ya sea de oxido de etileno u oxido de propileno.

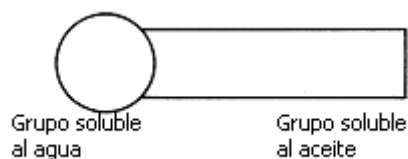


Figura 6.04. Surfactante no-iónico. (THOMAS O. ALLEN, ALAN P. ROBERTS. PRODUCTION OPERATIONS 2))

Surfactante Anfotérico: Son moléculas orgánicas donde el grupo soluble al agua puede ser negativamente, positivamente o permanecer sin carga, esto depende del pH. del sistema (*Figura 6.05*).

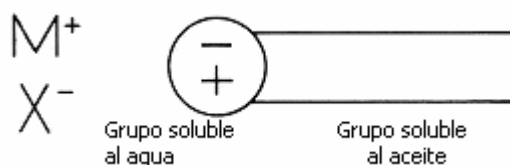


Figura 6.05. Surfactante anfotérico. (THOMAS O. ALLEN, ALAN P. ROBERTS. PRODUCTION OPERATIONS 2))

En Tabla 1 (*Apéndice D*) se muestra la lista de surfactantes comerciales por compañía mas usados en la industria petrolera, así como algunas propiedades.

Daño a la formación susceptible al tratamiento por surfactantes.

Distintos tipos de daño a la formación pueden ser prevenidos o tratados con surfactantes. La aproximación más efectiva es el uso de surfactantes para prevenir el daño que de otra manera podría ocurrir durante cualquier fase de operaciones en el pozo, incluyendo perforación, terminación, operación de matar el pozo, reparaciones y estimulación del pozo. Sin embargo, se debe tener extrema precaución en la selección y uso de surfactantes. Un surfactante específico puede prevenir un tipo de daño y crear algún otro.

Tipos de daños que podrían ser prevenidos, tratados o agravados por los surfactantes:

1. Rocas de la formación mojadas por aceite.
2. Bloques de agua.
3. Bloques de emulsión viscosos.
4. Creación de membrana o película interfacial entre los bloques.
5. Partículas de bloque causados por dispersión o movimiento de arcillas u otros finos
6. Restricción del flujo causado por alta tensión superficial o interfacial del líquido.

Requerimientos para tratamiento con surfactantes.

Un surfactante usado para prevenir o remover el daño debe de:

- Reducir la tensión superficial e interfacial.
- Prevenir la formación de emulsiones y romper emulsiones previamente formadas.
- Mojar la roca de yacimiento por agua, considerando la salinidad y pH. del agua involucrada.
- No se debe de presentar disturbios en formaciones con arcillas, hinchamiento, encogimiento.

- Mantener actividad de tensión superficial a condiciones de yacimiento.

Muchos de los surfactantes comerciales parecen tener pérdida de sus capacidades de tensión superficial cuando se tienen condiciones por encima de 50 000 [ppm] de salinidad. Para superar esta dificultad es recomendable bombear solvente o agua con salinidad relativamente baja, por ejemplo 1% KCl. El uso de dicho solvente también puede reducir la producción de agua inmediatamente. Sin embargo, el tratamiento de prelavado con solvente no debe ser usado en pozos de gas no asociado.

- Tener solubilidad en el fluido portador a temperatura de yacimiento. Algunos surfactantes son dispersados en su fluido portador.
- Tener tolerancia hacia la salmuera de la formación o fluidos producidos.

Estimulación con surfactantes.

El propósito primario de los surfactantes en terminaciones de pozos, reparaciones, estimulaciones debe de ser la prevención del daño. El problema real en la remoción de emulsiones de formaciones de arenas con surfactantes es la casi imposibilidad de tener el surfactante en íntimo contacto con las gotas de emulsión en las arenas. El bloqueo con agua es relativamente fácil de tratar. El objetivo es incrementar la permeabilidad relativa al aceite y disminuir la tensión interfacial.

Los bloques de emulsión pueden ser tratados; sin embargo, la estimulación con surfactantes tiende a crear canales a través de emulsiones viscosas. Si muchas de las emulsiones no son rotas durante la estimulación con surfactantes, la emulsión usualmente migrará hacia el área alrededor del fondo del pozo permitiendo las condiciones de bloqueo.

Si el problema es que la roca está mojada por aceite, esto puede ser tratado mediante la inyección de fuertes surfactantes mojadores por agua. Sin embargo, si el cambio de mojabilidad hacia el aceite de una arena es causado por surfactantes cationicos, los cationes son muy difíciles de remover. Lo mejor es evitar el tratamiento con surfactantes cationicos en arenas.

Como regla se sabe que es muy difícil diagnosticar el daño en la formación. Sin embargo, asumiendo que el problema ha sido diagnosticado como susceptible a tratamiento con surfactantes, el siguiente paso es planear el trabajo de remoción del daño existente sin causar un daño adicional. El plan de estimulación debe incluir provisiones prácticas que permitan usar un fluido portador limpio para el surfactante, incluyendo sistema de circulación, manejo y mezclado limpios.

Previo al tratamiento con surfactantes, puede llegar a ser necesario la limpieza de la tubería, el fondo del pozo y los disparos por presencia de óxido, sarros, parafinas, asfáltenos, arenas, sílice y otros escombros. La estimulación usualmente cumple con una solución diluida de surfactante, usualmente 2 o 3% en aceite filtrado o agua salada filtrada, los cuales son libres de químicos extraños.

VI.3. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO²

El fracturamiento hidráulico como cualquier otro método de estimulación, tiene como objetivo ajustar el efecto de daño (o el radio efectivo de pozo relacionado).

El fracturamiento hidráulico será beneficioso en formaciones de permeabilidades bajas a moderadas. Donde la remoción del daño no fue suficiente. El fracturamiento no puede modificar la capacidad productiva natural del yacimiento. Hablar de un daño de -6 por medio del fracturamiento es un compromiso masivo que no siempre se puede cumplir.

Cabe resaltar que cualquier tratamiento posterior al fracturamiento no tiene relación con el valor del tratamiento anterior.

La ejecución del fracturamiento hidráulico involucra la inyección de fluidos a una presión lo suficientemente alta para causar fallas en la tensión de la roca (fractura). A la presión inicial de fractura, usualmente conocida como, presión de rompimiento donde la roca se abre. Mientras los fluidos adicionales son inyectados, esas aberturas son extendidas y la fractura se propaga.

Cuando un fracturamiento hidráulico se efectúa propiamente, resulta en un sistema que se encuentra conectado al pozo con una mucha mayor permeabilidad que el de la formación. Este sistema de alta permeabilidad (frecuentemente de 5 a 6 veces en orden de magnitud mayor que el de la permeabilidad del yacimiento) es estrecho pero puede ser extremadamente largo. Las medidas típicas en el fracturamiento hidráulico para el ancho son del orden de 0.25 [pg], mientras que la longitud efectiva puede llegar a ser de 3,000 [ft].

En yacimientos con rangos de permeabilidades de moderada a alta (candidatos para el fracturamiento hidráulico) es necesaria una alta conductividad, mientras que la longitud de la fractura es de importancia secundaria.

Por otro lado, la longitud de la fractura en un yacimiento de baja permeabilidad, tiene la prioridad; mientras que la permeabilidad de la fractura es secundaria. Por lo tanto en el diseño en el fracturamiento hidráulico, estos requerimientos deben tomarse en cuenta.

Sin embargo en el caso de un tratamiento posterior para incrementar la producción, la geometría de la fractura se ve afectada por el estado de tensión y las propiedades de la roca. El diseño de fracturamiento por ingenieros petroleros, debe de tomar en cuenta el estado natural del yacimiento y la roca y su influencia en la ejecución de la fractura y en el intento de crear un tratamiento de estimulación óptimo.

Tensiones In-Situ.

Las formaciones en el fondo están sujetas a tensiones que pueden descomponerse en sus vectores constituyentes. La tensión vertical es el componente más ampliamente conocido, el cual corresponde a la altura de la sobrecarga de roca. Para una formación de profundidad H , la tensión vertical, σ_v , se define como:

$$\sigma_v = g \int_0^H \rho_f dH \dots\dots\dots(6d)$$

Donde:

ρ_f Densidad de la formación.

Este valor de tensión puede ser calculado por medio de la integral y el valor de ρ_f , de un registro de densidad. Si se usa un valor de densidad promedio para la formación, entonces la ecuación queda:

$$\sigma_v = \frac{\rho H}{144} \dots\dots\dots(6e)$$

Para $\rho = 165[lb / ft^3]$ el gradiente de tensión vertical es aproximadamente $165 / 144 \approx 1.1[psi / ft]$

Debido a que el peso de sobrecarga incluye ambos, los granos de roca y los fluidos dentro del sistema poroso, se define la tensión efectiva σ'_v .

$$\sigma'_v = \sigma_v - \alpha p \dots\dots\dots(6f)$$

Donde:

α Constante elástica de poro, donde casi para la mayoría de yacimientos con hidrocarburos tiene un valor de 0.7.

La tensión vertical se traslada horizontalmente por medio de la relación de Poisson (Es una variable de las propiedades de la roca. Para arenas es aproximadamente 0.25, implicando que la tensión efectiva horizontal es aproximadamente un tercio de la tensión efectiva vertical), la cual en su forma más fácil tiene la siguiente forma:

$$\sigma'_H = \frac{\nu}{1 - \nu} \sigma'_v \dots\dots\dots(6g)$$

Donde:

σ'_H Es la tensión efectiva horizontal.

ν Es la relación de Poisson.

La (**Ecuación 6g**) no es la misma en todas las direcciones en el plano horizontal. Debido a componentes tectónicos, este valor es la tensión horizontal mínima, mientras que la tensión horizontal máxima esta dada por:

$$\sigma_{H,max} = \sigma_{H,min} + \sigma_{tect} \dots\dots\dots(6h)$$

Donde:

σ_{tect} Es la contribución por tensión tectónica.

De la (**Ecuación 6h**), se identifican tres tensiones principales en la formación. σ_v , $\sigma_{H,\min}$ y $\sigma_{H,\max}$. La dirección de la fractura será normalmente la más pequeña de las tres.

La magnitud de la presión de rompimiento está en función de los valores y de las respectivas diferencias de las tensiones principales, la presión de fractura, y la presión del yacimiento.

Una expresión para el cálculo de la presión de rompimiento es la propuesta por Terzaghi (1923).

$$p_{bd} = 3\sigma_{H,\min} - \sigma_{H,\max} + T_o - p \dots\dots\dots(6i)$$

Donde:

$\sigma_{H,\min}$ Tensión mínima horizontal

$\sigma_{H,\max}$ Tensión máxima horizontal

T_o Tensión de la roca

p Presión del yacimiento.

Cabe destacar que esta expresión se usa para pozos verticales.

Longitud, conductividad y efecto de daño equivalente de las fracturas.

Cada fractura hidráulica puede ser caracterizada por su longitud, conductividad y su relación con el efecto de daño. En casi todos los casos, la longitud de la fractura, se considera como la suma de dos mitades de longitud, x_f , en cada lado del pozo.

En 1961, Prats presento perfiles de presión en yacimientos fracturados como funciones de la mitad de longitud de la fractura y la capacidad relativa, a , la cual se define como:

$$a = \frac{\pi k x_f}{2k_f \omega}$$

Donde:

k Permeabilidad del yacimiento.

- k_f Permeabilidad de la fractura.
- ω El ancho de la fractura.

En trabajos siguientes, Argawal (1979), Cinco Ley y Samaniego introdujeron la conductividad de la fractura, F_{CD}

$$F_{CD} = \frac{k_f \omega}{k x_f}$$

Y se relaciona con la función a de Prats de la siguiente manera:

$$F_{CD} = \frac{\pi}{2a} \dots\dots\dots(6j)$$

Prats también introdujo el concepto de radio de pozo efectivo en pozos con fracturamiento hidráulico.

$$r'_{wD} = \frac{r'_w}{x_f} \dots\dots\dots(6k)$$

Donde:

$$r'_w = r_w e^{-s_f}$$

El efecto de daño equivalente s_f , es el resultado de la fractura de una cierta longitud y conductividad y se puede añadir a la ecuación de flujo del pozo. Por ejemplo para el estado estacionario en un pozo de aceite quedaría de la siguiente manera:

$$q = \frac{kh(p_e - p_{wf})}{141.2B\mu[\ln(r_e / r_w) + s_f]} \dots\dots\dots(6l)$$

De manera análoga puede ser incluido para los demás estados pseudo estacionario y variable.

Prats, correlaciono la capacidad relativa a , y el radio de pozo efectivo. (**Figura 6.06**)

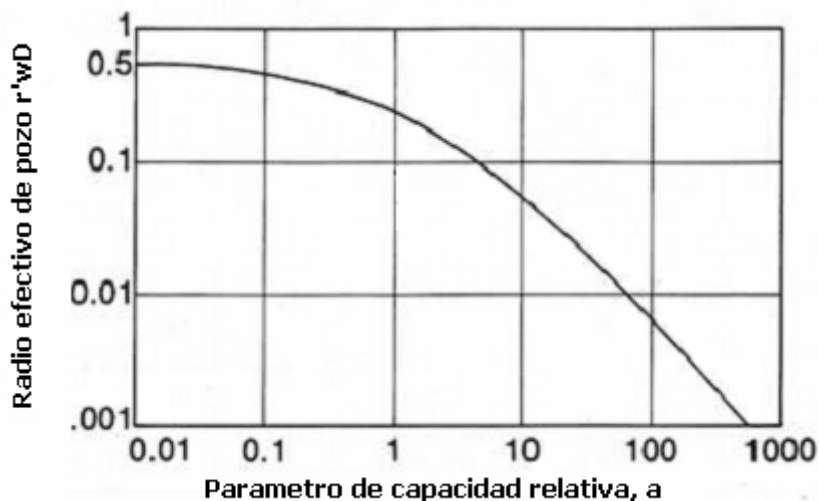


Figura 6.06. Concepto de radio de pozo efectivo para fracturamiento hidráulico. (MICHAEL J. ECONOMIDES, A. DANIEL HILL, CHRISTINE EHLIG-ECONOMIDES PETROLEUM PRODUCTION SYSTEMS)

Para valores pequeños de a , o valores altos de conductividad en las fracturas, el valor de r'_{wD} es igual a 0.5.

$$r'_w = \frac{x_f}{2}$$

Lo anterior sugiere que para estas fracturas altamente conductivas, el yacimiento se drena hacia el pozo con un radio efectivo de pozo de la mitad del valor de x_f . Además, para fracturas de alta conductividad, la mejor alternativa es aumentar la longitud de la fractura en lugar de su permeabilidad.

Debido a que se busca que el radio efectivo de pozo sea el mayor posible, se deben evitar los valores de a mayores de 1, pues el radio efectivo del pozo disminuiría rápidamente. Por lo tanto los fracturamientos hidráulicos se deben de diseñar para $a < 1$ o $F_{CD} > 1.6$.

También se puede observar de la (Figura 6.06), que mientras los valores de a son grandes, la pendiente de la curva es 1, lo que implica una relación lineal entre r'_{wD} y a que esta dada por:

$$r'_{wD} = \frac{k_f \omega}{4kx_f} \dots\dots\dots(6m)$$

o

$$r'_w = \frac{k_f \omega}{4k} \dots\dots\dots(6n)$$

La (**Ecuación 6n**) sugiere que para fracturas de baja conductividad, el aumento en r_w' no depende de la longitud de la fractura sino en su lugar depende del producto $k_f \omega$, el cual debe de ser maximizado.

Modelo de la geometría del fracturamiento.

Posterior al comienzo del fracturamiento, el fluido adicional que es inyectado se encarga de la propagación de la fractura. La geometría de la fractura se puede conocer de manera aproximada por modelos que toman en cuenta las propiedades mecánicas de la roca, las propiedades del fluido fracturante, las condiciones con las que el fluido es inyectado, como la presión y el gasto de inyección, y las tensiones así como su distribución en el sistema.

Se tiene por convenio dos leyes principales en cuanto a la propagación de las fracturas, el cual es un fenómeno complejo.

- Los fundamentos principales son la ley de conservación del momentum, de la masa, y de la energía.
- Se debe de conocer el criterio de propagación de la fractura, esto se refiere a la causa por la cual la fractura avanza. Esto incluye la interacción entre rocas, fluido, y la distribución de la energía para un tratamiento extensivo.

Existen tres familias de modelos disponibles:

- Dos dimensiones. (2D)
- Pseudo tres dimensiones. (p3D)
- Tres dimensiones. (3D)

Lo más reciente permite el uso del modelo de tres dimensiones para la propagación de la fractura con un modelo de dos dimensiones para el flujo de fluidos. La fractura es discretizada y dentro de cada bloque los cálculos se efectúan basados en las leyes fundamentales, antes mencionadas, y los criterios de propagación. La fractura se le permite propagarse lateral y verticalmente, así como el cambio de la dirección del plano original, dependiendo de la distribución de las tensiones locales y de las propiedades de la roca. El modelo de 3 dimensiones muchas veces se sale del uso común para diseños de fracturamiento hidráulico, a menos que se trate de casos más complejos como: pozos horizontales o altamente desviados.

Los modelos de dos dimensiones son los más cercanos a las aproximaciones analíticas asumiendo constantes y conociendo la altura de la fractura. Para aplicaciones de ingeniería petrolera, se usan dos modelos mutuamente excluyentes. Para una longitud de fractura mucho mayor que es su altura $x_f \gg h_f$, una aproximación es el modelo PKN. Para $x_f \ll h_f$ el modelo apropiado fue presentado y es frecuentemente conocido como el modelo KGD. Un caso especial, donde $h_f = 2x_f$, que es el modelo radial. La altura

de la fractura h_f , usada aquí es un valor dinámico, que es la altura de la fractura al tiempo en que la longitud de la fractura es igual a x_f .

Amplitud del fracturamiento hidráulico con el modelo PKN (Perkins, Ker y Nordgren).

El modelo mostrado en la (Figura 6.07). Tiene una forma elíptica en el fondo del pozo. La máxima amplitud se da en la línea central de esta elipse, con cero amplitud en el fondo y en su parte más alta.

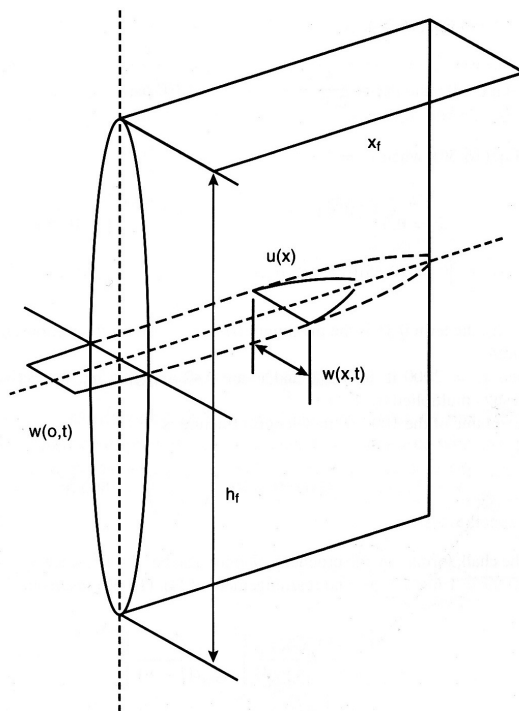


Figura 6.07. Geometría del modelo PKN. (MICHAEL J. ECONOMIDES, A. DANIEL HILL, CHRISTINE EHLIG-ECONOMIDES PETROLEUM PRODUCTION SYSTEMS)

Para un fluido newtoniano la máxima amplitud cuando la mitad de la longitud de la fractura es igual a x_f , esta dado por

$$\omega_{\max} = 2.31 \left[\frac{q_i \mu (1 - \nu) x_f}{G} \right]^{1/4} \dots\dots\dots(6o)$$

Donde G es el modulo elástico de corte y está relacionado con el modulo de Young por:

$$G = \frac{E}{2(1 + \nu)} \dots\dots\dots(6p)$$

Donde:

- q_i Gasto de inyección.
- μ Viscosidad aparente.

ν Relación de Poisson.

En la (**Ecuación 6o**) es particularmente útil entender la relación entre la amplitud de la fractura, las variables del tratamiento y las propiedades de la roca. Aumentando la viscosidad al doble resultara en un 19% de aumento en la amplitud de la fractura. Por lo tanto, las variables de tratamiento tienen un impacto moderado en la amplitud de la fractura. Al aumentar el gasto y/o la viscosidad resultará en un aumento en la presión neta con indeseables aumentos en la altura de la fractura.

Las propiedades de la roca tienen un mayor impacto en la amplitud de la fractura. El modulo de Young de un yacimiento común puede variar por casi dos órdenes en magnitud, de 10^7 [psi] en arenas consolidadas y profundas a 2×10^5 [psi] en dolomitas, carbón y en calizas suaves. La diferencia en las amplitudes de las fracturas entre estos extremos será de más de 2.5 veces. La implicación es que en rocas duras, el modulo de Young es alto para un volumen dado de un fluido a inyectar, la fractura resultante será estrecha pero larga. En cambio, en una formación con modulo de Young bajo, el mismo volumen de fluido inyectado resultará en amplias fracturas pero cortas. Este es uno de los fenómenos donde el estado natural ayuda al éxito de la estimulación por fracturamiento, debido a que los yacimientos de baja permeabilidad que requieren fracturas largas usualmente tienen módulos de Young con valores grandes.

La geometría analítica del modelo PKN relaciona una expresión para el promedio de la amplitud por medio de la introducción de un factor geométrico.

$$\bar{w} = 2.31 \left[\frac{q_i \mu (1 - \nu) x_f}{G} \right]^{1/4} \left(\frac{\pi}{4} \gamma \right) \dots\dots\dots(6q)$$

Donde:

- \bar{w} Amplitud de la fractura [pg]
- q_i Gasto de inyección [bpm]
- G Modulo elástico de corte [psi]

El factor γ es aproximadamente igual a 0.75, y por lo tanto el término en el segundo paréntesis es igual a 0.59.

Amplitud de la fractura con fluido no-Newtoniano.

La expresión para la máxima amplitud de la fractura por un fluido No- Newtoniano es:

$$\omega_{\max} = 12 \left[\left(\frac{128}{3\pi} \right) (n' + 1) \left(\frac{2n' + 1}{n'} \right)^{n'} \left(\frac{0.9775}{144} \right) \left(\frac{5.61}{60} \right)^{n'} \right]^{1/(2n'+2)} \left(\frac{q_i^{n'} K' x_f h_f^{1-n'}}{E} \right)^{1/(2n'+2)} \dots\dots(6r)$$

Donde:

- ω_{\max} Amplitud máxima de la fractura [pg]

n' y K' Propiedades reológicas del fluido fracturante.

Para obtener el valor de la amplitud promedio de la fractura se multiplica $\bar{w}_{\max} \left(\frac{\pi}{4} \gamma \right)$.

Amplitud de la fractura con el modelo KGD (Khristianovic, Zheltov, Geertsma y Klerk).

El modelo KGD, se muestra en la (**Figura 6.08**), el cual es una versión del modelo PKN rotado 90° y es particularmente aplicable al momento de aproximar la geometría de las fracturas cuando $h_f \gg x_f$. Por lo tanto no se debe de usar en casos donde se generan longitudes de fracturas largas.

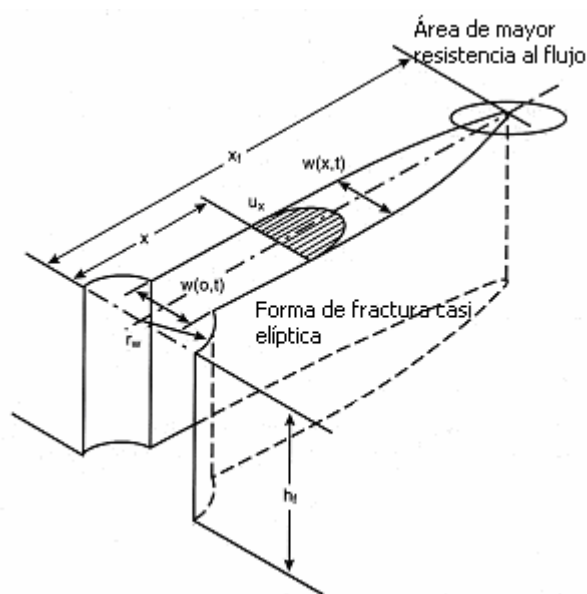


Figura 6.08. Geometría del modelo KGD. (MICHAEL J. ECONOMIDES, A. DANIEL HILL, CHRISTINE EHLIG-ECONOMIDES PETROLEUM PRODUCTION SYSTEMS)

Como se puede ver en la (**Figura 6.08**), la forma de la fractura en el modelo KGD implica que la amplitud de la fractura se presenta a lo largo del fondo del pozo a diferencia del modelo PKN. Este perfil de amplitud resulta en mayores volúmenes de fractura que si se usara el modelo PKN.

El promedio de la amplitud de la fractura para el modelo KGD para un fluido Newtoniano y en unidades coherentes es:

$$\bar{w} = 2.27 \left[\frac{q_i \mu (1 - \nu) x_f^2}{G h_f} \right]^{1/4} \left(\frac{\pi}{4} \right) \dots \dots \dots (6s)$$

Y en unidades de campo, con \bar{w} en pulgadas.

$$\bar{\omega} = 0.29 \left[\frac{q_i \mu (1 - \nu) x_f^2}{G h_f} \right]^{1/4} \left(\frac{\pi}{4} \right) \dots\dots\dots(6t)$$

Requerimientos en volumen de fluido.

La ejecución del fracturamiento consiste en fluido definido para cada etapa que tiene una tarea específica a realizar.

El fluido de fracturamiento que no lleva apuntalante, “*Pad*”. Pretende iniciar y propagar la fractura. El volumen de fluido para la propagación de la fractura “*leaking off*” es proporcional a la raíz cuadrada del tiempo de residencia dentro de la fractura. Por lo tanto, el primer fluido inyectado es el predecesor y el responsable del camino para la lechada siguiente con apuntalante.

Después de la inyección del primer fluido, la lechada de apuntalante se añade al fluido de fracturamiento que aumentará las concentraciones de lechada hasta el final del tratamiento cuando se logren la concentración predeterminada de la lechada. Este valor depende de las habilidades de transportar apuntalante del fluido y de la capacidad del yacimiento y de la fractura para alojar dicha lechada.

En general, excesivo fluido “*leakoff*” puede ser causado por heterogeneidades del yacimiento, como los son las fisuras naturales.

La longitud de la fractura creada hidráulicamente difiere de la longitud apuntalada debido a que el apuntalante no puede ser transportado hasta el punto donde la amplitud de la fractura es menor de 3 diámetros de apuntalante.

Una aproximación de la relación entre los requerimientos totales de fluido, V_i y el volumen inicial, V_{pad} , basado en la eficiencia del fluido, η , fue dado por Nolte (1986), Meng y Brown (1987).

$$V_{pad} \approx V_i \left(\frac{1 - \eta}{1 + \eta} \right) \dots\dots\dots(6u)$$

Un fluido tiene como intención desplazar la lechada desde el pozo hacia la fractura. El fluido desplazante debe de ser menor que el volumen del pozo, debido a que un desplazamiento excesivo empujaría el apuntalante más allá del pozo y estrangularía la fractura lo que resultaría en la disipación de la presión de fractura y por lo tanto la fractura se cerraría. Esto es un problema muy importante en el tratamiento por fracturamiento hidráulico el cual debe ser evitado a toda costa.

Se tiene un balance de materia entre el fluido total inyectado, el volumen de fractura creado, V_f y el fluido leakoff, V_L :

$$V_i = V_f + V_L \dots\dots\dots(6v)$$

La cual se puede expresar añadiendo algunas variables, quedando:

$$q_i t_i = A_f \bar{w} + K_L C_L (2A_f) r_p \sqrt{t_i} \dots\dots\dots(6w)$$

Donde:

- q_i Gasto de inyección.
- t_i Tiempo de inyección.
- A_f Área de fractura.
- C_L Coeficiente de Leakoff.
- r_p Es la relación de alturas de la fractura (h/h_f)
- K_L Variable relacionada a la eficiencia del fluido.

$$K_L = \frac{1}{2} \left[\frac{8}{3} \eta + \pi(1-\eta) \right]$$

Para un valor de longitud de la fractura dado, el promedio de la amplitud de la fractura \bar{w} , puede ser calculado por un modelo de fractura. Al conocer la altura de la fractura, el coeficiente de leakoff, y la eficiencia del fluido se permitirá fácilmente obtener el tiempo requerido para la propagación de la fractura de la **(Ecuación 6w)** obteniendo posteriormente $q_i t_i$ como el volumen total requerido, se puede conocer el tiempo para que se añada el apuntalante por medio de:

$$t_{pad} = \frac{V_{pad}}{q_i} \dots\dots\dots(6x)$$

El coeficiente de leakoff, C_L , en el balance de materia, puede obtenerse de la calibración de la fractura.

Diseño del apuntalante en función del tiempo.

Basándose en un balance de materia, el ingreso del apuntalante de manera continúa en función del tiempo, está dado por la siguiente relación:

$$c_p(t) = c_f \left(\frac{t - t_{pad}}{t_i - t_{pad}} \right)^\epsilon \dots\dots\dots(6y)$$

Donde:

- $c_p(t)$ Concentración de la lechada en [lb/gal]
- c_f Concentración final de la lechada.
- t_{pad} Tiempo al que se debe comenzar a añadir el apuntalante.

t_i Tiempo total.
 ϵ Depende de la eficiencia. $\epsilon = \frac{1-\eta}{1+\eta}$

VI.3.1. AMPLITUD DE LA FRACTURA POR APUNTALANTE

La amplitud de la fractura por apuntalante describe la geometría de la fractura que controla los tratamientos posteriores de producción. La relación entre la amplitud hidráulica y la amplitud apuntalada es indirecta; depende más de la eficiencia del fluido y más importante de la concentración final de la lechada.

Asumiendo que una masa de apuntalante, M_p , ha sido inyectada a la fractura de la mitad de longitud x_f y altura h_f , considerando que la distribución del apuntalante es uniforme, entonces:

$$M_p = 2x_f h_f \omega_p (1 - \phi_p) \rho_p \dots\dots\dots(6z)$$

Donde:

$2x_f h_f \omega_p (1 - \phi_p)$ Representa el volumen del paquete de apuntalante.

ρ_p Densidad del apuntalante.

Un valor comúnmente usado es la concertación del apuntalante en la fractura, C_p [lb/ft²], que se define como:

$$C_p = \frac{M_p}{2x_f h_f} \dots\dots\dots(6aa)$$

Usualmente se tiene una buena concentración de apuntalante en la fractura cuando se hable de 2 [lb/ft²]. Por lo tanto, reacomodando la (**Ecuación 6aa**) con la amplitud del apuntalante queda:

$$\omega_p = \frac{C_p}{(1 - \phi_p) \rho_p} \dots\dots\dots(6ab)$$

Para calcular la masa del apuntalante es necesario integrar el cambio de apuntalante de t_{pad} a t_i y obtener una concentración promedio de lechada. De la (**Ecuación 6y**)...

$$\bar{c}_p = \frac{1}{t_i - t_{pad}} \int_{t_{pad}}^{t_i} c_f \left(\frac{t - t_{pad}}{t_i - t_{pad}} \right)^\epsilon dt \dots\dots\dots(6ac)$$

Quedando.

$$\bar{c}_p = \frac{c_f}{\epsilon + 1}(1 - 0) = \frac{c_f}{\epsilon + 1} \dots\dots\dots(6ad)$$

La masa de apuntalante entonces queda:

$$M_p = c_p (V_i - V_{pad}) \dots\dots\dots(6ae)$$

El diseño del fracturamiento hidráulico como medio de estimulación involucra la selección apropiada de fluidos fracturantes y apuntalantes. La cantidad de dichos materiales y la forma en como se llevará a cabo la inyección (gasto y presión), están relacionados al tamaño de la fractura. Una forma para el diseño de optimización será siempre la economía relacionada a la producción, que pone en contraste el valor de la ejecución del tratamiento por fracturamiento hidráulico contra el valor de la producción incremental.

VI.3.2. FRACTURAMIENTO CON ÁCIDOS

El fracturamiento con ácidos es un proceso en el cual el ácido elegido, usualmente HCl, es inyectado a la formación (carbonatos) a una presión mayor a la de fractura, que permita fracturar la misma o abrir fracturas naturales. El ácido fluye a lo largo de la fractura de una manera no uniforme disolviendo la roca y grabándola. La longitud de la fractura está en función del volumen de ácido a inyectar, el gasto de inyección, la reacción de este con la formación y de las pérdidas de filtrado.

El tratamiento de fracturamiento con ácidos, no es distinto al de apuntalante, sólo que ahora el volumen a cuantificar será la mezcla de ácidos y aditivos.

Selección del tipo de fluidos y aditivos para el fracturamiento con ácidos.¹⁶

En tratamientos de fracturamiento con ácido, existen dos opciones ya sea que el ácido se inyecte sólo o se inyecte antes un bache viscoso de manera que forme una fractura más amplia. El bache viscoso generalmente contiene aditivos para evitar pérdida de fluido. Si se usa un bache viscoso y el ácido no contiene agentes viscosificantes ni de pérdidas de fluido, entonces la fractura creada por el bache viscoso inicial, comenzará a cerrarse mientras el ácido se inyecta. El volumen fracturado disminuye a medida que el ácido se propaga por los llamados “*Agujeros de gusano o whormholes en ingles*”. Para evitar este problema algunos tratamientos ejecutan la inyección de baches alternados de fluido viscoso y ácido que permita la amplitud de la fractura por más tiempo.

Una solución alternativa es darle mayor viscosidad al ácido y asociarlo con fluidos para control de pérdidas. Un sistema que ha tenido éxito es un ácido de poliémulsión externa que es un 33% de ácido y generalmente contiene un agente de pérdida de fluido. Para

preparar este sistema, el polímero, usualmente guar se añade al ácido. Este sistema es efectivo aunque obviamente tiene solamente un tercio de su poder para disolver ya que es un ácido en solución.

El ácido con gel usando goma de Xhantana también se usa para tratamiento de fracturamiento con ácido.

Otros aditivos que son mezclados con el ácido:

- Inhibidores de corrosión: para todos los tratamientos con ácidos estos inhibidores deben de incluir la protección hacia el metal. El ácido clorhídrico es particularmente corrosivo.
- Surfactantes con mojabilidad hacia el aceite: estos surfactantes se añaden para reducir o retardar el ataque del ácido en rocas carbonatadas para que el ácido pueda penetrar más adelante debajo de la fractura.
- Surfactantes que rompen emulsión: estos surfactantes son útiles para evitar la formación de emulsiones que tienden a formarse cuando el ácido se gasta y los materiales finos de la formación se mezclan con el aceite. Los surfactantes deben de ser compatibles con los inhibidores de corrosión, polímeros, estabilizadores de arcillas y agentes secuestrantes. Por lo tanto se debe tener cuidado en la elección del surfactante.
- Reductores de fricción: estos pueden reducir las pérdidas de fricción por medio de pequeñas cantidades de polímero.
- Agentes secuestrantes de hierro: en algunas formaciones, cuando el ácido reacciona, se puede presentar precipitación de hierro. Para prevenir esta precipitación, la cual puede dañar la permeabilidad de formación o reducir la conductividad de la fractura, se añade una pequeña cantidad de ácido orgánico para mantener bajo el pH. del ácido. Este tipo de aditivo solamente debe de usarse cuando se conoce que hay problemas de precipitación de hierro.
- Estabilizadores de arcilla: desde que se inicio el tratamiento con ácido en formaciones carbonatadas, los problemas de estabilización de arcillas generalmente no son severos. En casos raros debe de usarse estabilizadores de arcilla para prevenir problemas por hinchamiento, migración e inestabilidad de las arcillas.

El diseño de los fluidos fracturantes es más difícil en el caso de fracturamiento con ácidos que en fracturamiento con apuntalante, debido a las reacciones químicas complejas que ocurren.

Sin embargo, el fracturamiento con ácidos es generalmente un proceso que no es tan estricto como el caso del apuntalante el cual no permite errores mayores en su diseño.