

GENERALIDADES DE LA FORMACIÓN, PREVENCIÓN Y TRATAMIENTO DE DEPÓSITOS DE ESCAMAS

Samuel Fernando Muñoz Navarro¹, Yurley Marcela Sandoval Meneses²

RESUMEN

Las escamas son uno de los problemas más complejos y molestos de manejar que se pueden presentar a lo largo del sistema de producción cuando se presentan cambios físicos y/o químicos significativos a través de este. El presente trabajo discute detalladamente cada una de las características de los depósitos minerales (como también se conoce a las escamas), y se analiza como varía el comportamiento de los compuestos responsables de la formación de escamas, tales como: el carbonato de calcio, los sulfatos de calcio, bario y estroncio y algunos compuestos de hierro cuando propiedades del agua como el pH, la temperatura, la presión y la cantidad de sales disueltas son manipuladas.

Dos técnicas de remoción de escamas son presentadas; la primera de ellas se caracteriza por el tratamiento a partir de productos químicos que disuelven los depósitos ya formados, mientras que la segunda se basa en la remoción mecánica de dichos depósitos. Estas técnicas pueden ser usadas individualmente o en conjunto. Además, presenta los métodos más utilizados en campo para la prevención de escamas.

Los depósitos de escamas representan un problema serio para la industria de los hidrocarburos; el cual debe ser resuelto escogiendo la técnica adecuada ya sea para prevenir su formación o para remover los depósitos ya formados, ya que de no hacerlo problemas de taponamiento impedirían el desplazamiento adecuado de los fluidos de producción provocando con esto grandes pérdidas económicas.

Palabras clave: Depósitos de escamas, Control de escamas, precipitación de material mineral

ABSTRACT

Scales are one of the most complex and troublesome problems to manage that may occur along the production system when there are significant physical and / or chemical changes through it. The present paper discusses in detail each of the characteristics of mineral deposits (also known as the scale), and discusses how varies the behavior of compounds responsible for the formation of scales, such as calcium carbonate, Calcium sulfate, barium and strontium and iron compounds where some properties of water as pH, temperature, pressure and the amount of dissolved salts are manipulated.

Two scale removal techniques are presented in this investigative report; the first one is the treatment with Chemicals products which dissolve the already formed deposits, while the second one is based on the mechanical remotion of such deposits. These techniques may be used individually or in combination. The most used field methods for scale prevention are also presented.

As a result of this review it was found that scales deposits represent a serious problem for the oil industry, which must be solved by choosing the appropriate technique to prevent either its formation or to remove the deposits already formed, since failing to do so, will produce problems that will prevent adequate productions fluid displacement causing major economics losses.

Keywords: Scale deposit, scale control, mineral precipitation

¹ Universidad Industrial de Santander, UIS. Grupo de Investigación de Recobro Mejorado, GRM, Bucaramanga, Colombia.

² Universidad Industrial de Santander, UIS. Grupo de Investigación de Recobro Mejorado, GRM, Bucaramanga, Colombia.

INTRODUCCIÓN

La precipitación de compuestos orgánicos e inorgánicos (escamas) y la acumulación de material sedimentario como limos, arenas y arcillas, arrastrados por el agua desde la formación, representan uno de los problemas más complejos y molestos de manejar. Sin embargo, son las escamas las responsables de la mayoría de problemas de producción y de los dolores de cabeza de la industria. Estos problemas se deben principalmente a la naturaleza de formación de las escamas, la facilidad con que estas se adhieren a las superficies y a su baja permeabilidad.

La precipitación de estos depósitos ocurre principalmente cuando se presentan cambios físico-químicos en el sistema y cuando se mezclan aguas incompatibles. Sus periodos de formación pueden ser muy lentos o muy rápidos dependiendo de la composición de la escama. Por ejemplo, el carbonato de calcio (CaCO_3) se forma rápidamente y es más fácil de tratar, mientras que el sulfato de calcio (CaSO_4) tiene un proceso de formación lento pero un tratamiento más complejo.

Las escamas se encuentran comúnmente en los orificios de los cañoneos, en los poros de la formación en las cercanías al pozo, en los pozos de producción e inyección, o en cualquier superficie que esté en contacto con agua. Es importante resaltar que las escamas que se encuentran en los poros de la formación en las cercanías al pozo son de menor tamaño que las que precipitan en las tuberías. Estas generalmente se miden en micrones en vez de centímetros.

Los efectos de las escamas dependen en gran medida del lugar de formación, además de la cantidad de material precipitado y representan problemas costosos para la industria. La limpieza y el reemplazo del equipo en muchos casos, son algunas de las situaciones que ejemplifican las grandes pérdidas económicas.

MARCO TEÓRICO

Las escamas son compuestos químicos resultantes de la cristalización y precipitación de material mineral del agua. Estos depósitos o recubrimientos se forman en la

superficie de un metal, una roca u otro material, debido a la baja solubilidad de compuestos como carbonatos, sulfatos y óxidos en el agua a ciertas condiciones físicas y químicas; el término también se aplica a productos de corrosión y compuestos orgánicos. Los problemas de formación de escamas son frecuentemente encontrados en los campos petrolíferos y sus formas y composiciones varían de campo a campo.

Las escamas pueden ser clasificadas en dos grandes categorías: orgánicas e inorgánicas. Las inorgánicas hacen referencia a la precipitación de material mineral como la calcita (carbonato de calcio), el yeso (Sulfato de calcio dihidratado), el sulfato de bario y estroncio y algunos compuestos de hierro; mientras que las escamas orgánicas hacen referencia a depósitos de parafinas y asfaltenos.

En este trabajo sólo serán tenidas en cuenta las inorgánicas.

ESCAMAS INORGÁNICAS COMUNES Y PROPIEDADES QUE AFECTAN SU FORMACIÓN

De los muchos tipos de escamas, sólo unos pocos son comúnmente encontrados en las aguas de producción de la mayoría de campos. Estos tipos de depósitos son mencionados en el cuadro 1 junto con su fórmula química y las propiedades que afectan su solubilidad en el agua.

CARBONATO DE CALCIO

FORMACIÓN

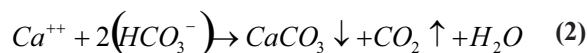
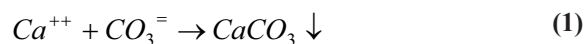
El carbonato de calcio o calcita, es una escama frecuentemente encontrada en las operaciones de campo (Ver figura 1). La formación de incrustaciones de este tipo en las tuberías de producción obstruye más del 40% del área de fluencia de la tubería e impide el acceso de las herramientas de workover a las secciones inferiores del pozo.

Cuadro 1. Escamas inorgánicas encontradas comúnmente en campo.

Nombre	Formula química	Propiedades que afectan la solubilidad
Carbonato de calcio (Calcita)	CaCO ₃	Presión parcial de CO ₂ , temperatura y sales totales disueltas.
Sulfato de calcio Yeso Anhidrita	CaSO ₄ ·2H ₂ O CaSO ₄	Temperatura, sales totales disueltas y presión.
Sulfato de bario Sulfato de estroncio	BaSO ₄ SrSO ₄	Temperatura, presión y sales totales disueltas.
Compuestos de hierro Carbonato de hierro Sulfuro de hierro Hidróxido ferroso Hidróxido férrico Óxido férrico	FeCO ₃ FeS Fe(OH) ₂ Fe(OH) ₃ Fe ₂ O ₃	Corrosión, gases disueltos y pH.

Los cristales de carbonato de calcio generalmente son grandes, sin embargo cuando la escama contiene impurezas es común encontrarla formando una capa uniforme y delgada. Las escamas carbonatadas pueden ser identificadas cualitativamente por la adición de unas cuantas gotas de ácido clorhídrico. Este ácido reacciona fácil y rápidamente con la escama disolviéndola y liberando CO₂.

La depositación de este tipo de escamas resulta de la precipitación de carbonato de calcio, de acuerdo con las siguientes reacciones químicas:



Sin embargo, la mayor parte de las escamas de este tipo se forman mediante la segunda reacción. Esto puede explicarse analizando las curvas de HCO₃⁻ y CO₃⁼ presentadas en la figura 2 y teniendo en cuenta que el rango de pH para las aguas de campo esta entre 4 y 9. Partiendo de lo anterior puede concluirse que a estos rangos de pH, el ion en abundancia es el HCO₃⁻. Por lo tanto, la reacción que rige la precipitación es la 2. De allí también que la solubilidad del CaCO₃ dependa del CO₂.

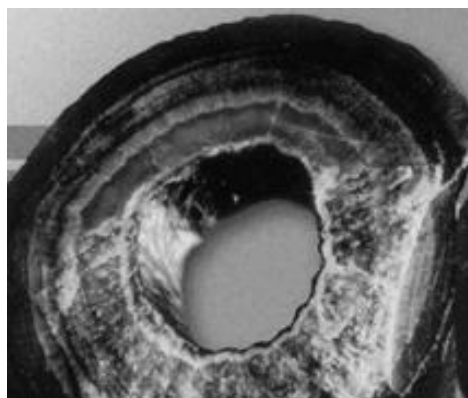


Figura 1. Escama de carbonato de calcio depositada en una tubería de producción.

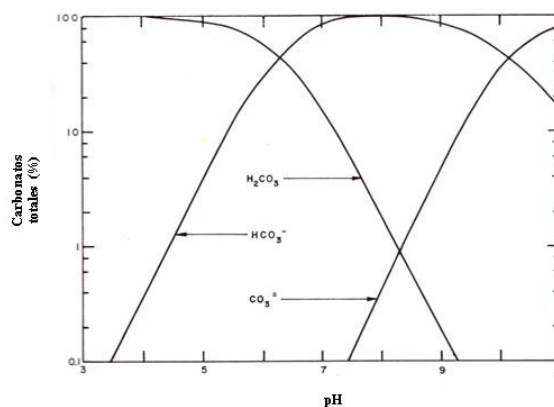
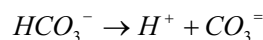
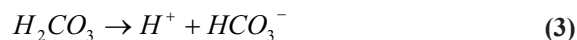
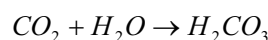


Figura 2. Presencia de iones bicarbonato y carbonato en agua a diferentes valores de pH.

Tomado de Patton, 1981

EFFECTO DEL CO₂

La presencia de dióxido de carbono incrementa la solubilidad del carbonato de calcio en el agua. Cuando el CO₂ reacciona con el agua, se forma ácido carbónico, el cual se ioniza mediante las siguientes reacciones:



De lo anterior, puede observarse que a partir de la ionización del ácido carbónico, ocurre una liberación de iones hidrógeno, lo que produce una disminución en el pH del agua. Entre más ácida sea el agua (pH menor) mayor será la solubilidad del carbonato de calcio, lo que resulta ser muy bueno aparentemente, sin embargo es importante tomar ciertas precauciones, ya que una disminución grande podría generar problemas de corrosión.

La cantidad de CO₂ que se puede disolver en el agua es directamente proporcional a la presión parcial del mismo en la mezcla gaseosa. Lo anterior indica, que entre mayor sea la presión parcial de un compuesto cualquiera que esté en estado gaseoso, mayor será la presión del sistema y por lo tanto la solubilidad de los gases en la mezcla.

La figura 3 ilustra el efecto de la presión parcial del CO₂ en el pH de una muestra de agua con muy pocos minerales disueltos. La información de este gráfico no debe ser aplicada a salmueras, ya que la presencia de mayores concentraciones de minerales disueltos, modifican el comportamiento entre el pH y la cantidad de CO₂ disuelto.

Si se analiza el gráfico detenidamente puede observarse que a valores de pH bajos, la presión parcial del CO₂ aumenta y como tal su solubilidad, mientras que a valores altos de pH, la presión parcial disminuye y su solubilidad también.

La figura 4 muestra la relación entre la presión parcial de CO₂ y la solubilidad del carbonato de calcio. Puede observarse que para diversas temperaturas, la solubilidad del CaCO₃ aumenta a medida que la presión del CO₂ en la mezcla se incrementa. Se observa además, un efecto menos pronunciado en las curvas a medida que la temperatura del sistema aumenta; esto debido a la proporcionalidad inversa entre la solubilidad del CaCO₃ y la temperatura como se verá más adelante.

Es importante resaltar, que en cualquier punto del sistema donde se lleve a cabo una caída de presión, la presión parcial del CO₂ disminuirá y parte de éste saldrá de la solución, aumentando el pH. Este aumento de pH hace que el carbonato de calcio se precipite formando escamas.

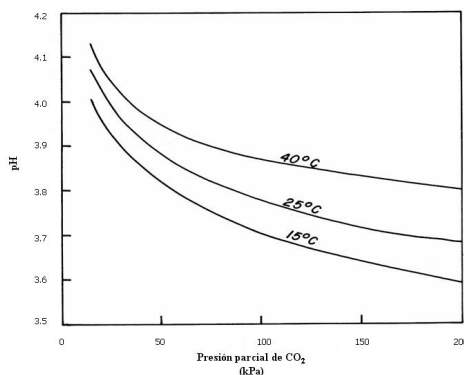


Figura 3. Efecto de la presión parcial del CO₂ en el pH del agua.
Tomado de Patton, 1981.

EFEECTO DEL PH

El pH es una propiedad muy importante y determinante en la formación de escamas. Como se mencionó, una disminución de éste eleva la solubilidad del carbonato de calcio en el agua, disminuyendo la precipitación y evitando problemas de taponamiento.

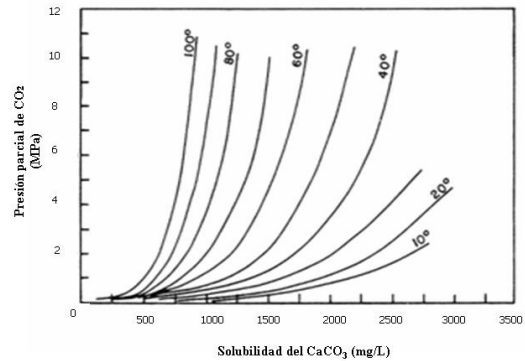


Figura 4. Efecto de la presión de CO₂ en la solubilidad del carbonato de calcio.
Tomado de SPE 18459

EFEECTO DE LA TEMPERATURA

A diferencia del comportamiento de la mayoría de los compuestos, la solubilidad del carbonato de calcio disminuye a medida que la temperatura se incrementa. Entre más caliente esté el agua, mayor será la probabilidad de que el CaCO₃ se precipite y forme escamas. Por lo tanto, es más común encontrar escamas de carbonato de calcio en pozos inyectores cuando la temperatura de fondo es suficientemente alta. Aunque también se encuentran depósitos de este tipo en pozos productores.

La figura 5 muestra el comportamiento de la solubilidad del CaCO₃ con respecto a la temperatura. Como se mencionó, el gráfico muestra una proporcionalidad inversa entre estos dos factores.

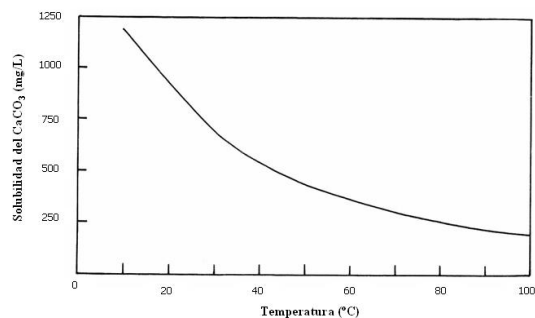


Figura 5. Solubilidad del CaCO₃ en agua pura a 1 psi de presión parcial de CO₂.
Tomado de Ostroff, 1979.

EFFECTO DE OTRAS SALES DISUELTAS

La solubilidad del carbonato de calcio aumenta conforme aumenta la concentración de otras sales en el agua. Por ejemplo, si se adiciona 200000 mg/L de NaCl a una muestra de agua destilada, la solubilidad del carbonato de calcio incrementa de 100 mg/L a 250 mg/L.

SULFATO DE CALCIO

El sulfato de calcio es otro tipo de sólido depositado durante la producción de un yacimiento. Usualmente precipita directamente en las superficies metálicas de líneas de flujo, calderas, intercambiadores de calor, entre otros equipos (Ver figura 6); a diferencia del carbonato de calcio, se deposita en forma de cristales pequeños que forman una escama bastante densa, dura y difícil de remover.

La precipitación es llevada a cabo mediante la siguiente reacción:



Las escamas sulfatadas no se disuelven en presencia de ácido clorhídrico, por lo tanto no pueden ser removidas efectivamente por tratamientos de acidificación, lo que dificulta su tratamiento.

FORMAS EN LAS QUE PUEDE ENCONTRARSE EL SULFATO DE CALCIO

La mayoría de depósitos de sulfato de calcio encontrados en campo son de yeso ($CaSO_4 \cdot 2H_2O$). El yeso es la forma estable del sulfato de calcio a temperaturas por debajo de los 40 °C y a presión atmosférica. Por encima de esta temperatura, puede encontrarse anhidrita ($CaSO_4$) en vez de yeso. Como una regla general, podría decirse que la anhidrita es la forma estable del sulfato de calcio a temperaturas elevadas y el yeso a temperaturas bajas.



Figura 6. Escama de sulfato de calcio depositada en un tubo de producción.

EFFECTO DE LA TEMPERATURA

A diferencia del carbonato de calcio, el $CaSO_4$ se disuelve más fácilmente y en mayor proporción a temperaturas elevadas. Por ejemplo, la solubilidad del yeso incrementa con la temperatura hasta los 40 °C, sin embargo por encima de este valor, su solubilidad comienza a disminuir conforme la temperatura aumenta. A pesar de esto, es más probable encontrar depósitos de anhidrita a estas temperaturas que de yeso, ya que la anhidrita es menos soluble a lo largo de este rango de temperatura (ver figura 7). En realidad es casi imposible definir una temperatura exacta a la cual pueda observarse un cambio claro de composición en las escamas, ya que no sólo será función de la temperatura sino de factores como: la presión, el contenido de sales disueltas, las condiciones de flujo y la velocidad de precipitación de cada una de las formas de sulfato de calcio.

Predecir la forma de sulfato de calcio que precipitará bajo ciertas condiciones es muy difícil. Por ejemplo, a temperaturas elevadas es de esperarse que las escamas formadas sean de anhidrita; sin embargo, debido a la baja solubilidad del yeso a estas temperaturas y a otros factores, es posible encontrar escamas formadas por la combinación de estos dos compuestos.

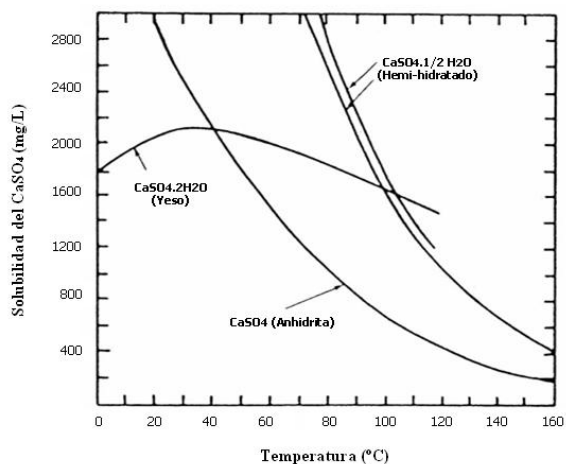


Figura 7. Solubilidad del sulfato de calcio con la temperatura (agua pura).

Tomado de SPE 21300 PA

EFFECTO DE OTRAS SALES DISUELTAS

La presencia de sales disueltas de otro tipo en el agua, contribuye al aumento de la solubilidad del $CaSO_4$. Sin embargo, por encima de los 150000 mg/L de NaCl, la solubilidad disminuye, debido a que a esta concentración el agua se satura precipitando la sal e inhibiendo el efecto de la misma en la solubilidad del $CaSO_4$.

EFEECTO DE LA PRESIÓN

La solubilidad del sulfato de calcio incrementa con la presión. Por ello, las caídas de presión pueden ser la causa principal de la mayoría de escamas de CaSO_4 en los pozos de producción.

SULFATO DE BARIO Y ESTRONCIO

Una de las sustancias más insolubles y difíciles de tratar formadas a partir del agua es el sulfato de bario. Es formado a partir de la reacción de los iones sulfato y bario, como se muestra a continuación:



Las escamas de este tipo representan problemas graves, debido a que son altamente insolubles (2 mg/L a 25°C) y no pueden ser removidas mediante tratadores químicos. En la mayoría de los casos, debe emplearse raspadores mecánicos con el fin de eliminar estos depósitos; sin embargo esta tarea tiende a ser un poco costosa y molesta.

EFEECTO DE LA TEMPERATURA

La solubilidad del sulfato de bario aumenta con la temperatura. Por ejemplo, la solubilidad en agua destilada incrementa de 2,3 mg/L a 25°C a 3,9 mg/L a 95°C. Nótese que el aumento en la solubilidad es pequeño a pesar de que la temperatura aumenta significativamente.

Debido al aumento de la solubilidad con la temperatura, el sulfato de bario usualmente no tiende a presentar problemas de escamas durante operaciones de inyección, sin embargo durante la producción sí.

EFEECTO DE LAS SALES DISUELTAS

La solubilidad del BaSO_4 en el agua incrementa con la adición de sales, como en el caso del CaCO_3 y el CaSO_4 . Por ejemplo, la adición de 100000 mg/L de NaCl a agua destilada, incrementa la solubilidad del BaSO_4 de 2,3 mg/L a 3 mg/L a 25°C; manteniendo esta concentración de NaCl e incrementando la temperatura a 95°C, la solubilidad del BaSO_4 podría incrementar a 65 mg/L.

EFEECTO DE LA PRESIÓN

Al igual que en el sulfato de calcio, la presión contribuye a la mayor disolución del sulfato de bario en el agua, debido a la reducción del tamaño de las moléculas, lo que hace que éstas se disuelvan más fácilmente.

Por su parte, el comportamiento de la solubilidad del SrSO_4 es muy similar al del BaSO_4 , excepto en que el primero es mucho más soluble que el segundo. El sulfato de estroncio tiene una solubilidad de 114 mg/L en agua destilada a 25°C. La solubilidad incrementa con el contenido de sales disueltas y con la temperatura. Rara vez es encontrado como sulfato de estroncio sólo, generalmente se combina con el sulfato de bario para producir escamas complejas.

COMPUESTOS DE HIERRO

Los depósitos de compuestos de hierro pueden ser obtenidos a partir de dos fuentes. Una de esas fuentes es la misma agua, la cual puede contener hierro disuelto. La segunda fuente es la corrosión del acero presente en el sistema. Los compuestos de hierro precipitados de estas fuentes pueden formar escamas en las superficies metálicas (por adhesión) o permanecer en suspensión durante un tiempo en el agua para después depositarse y formar acumulaciones sueltas.

La presencia de H_2S en el aceite o el gas de producción, acompañados de agua, generalmente da como resultado problemas de corrosión con la formación de escamas de sulfuro de hierro. Estas escamas pueden ser de varios tipos: la pirrotita y la pirita.

Por otro lado, cuando el agua contiene oxígeno corroe el hierro disuelto y forma depósitos de hidróxido ferroso hidratado e hidróxido férrico. Escamas de bicarbonato ferroso son formadas durante la corrosión del hierro a partir de aguas que contienen dióxido de carbono disuelto. A menudo estos productos de corrosión son removidos por la turbulencia del flujo de agua, resultando partículas individuales que pueden taponar filtros y entradas de pozo.

El cuadro 2 presenta un screening de los lugares en los que pueden precipitar los diferentes tipos de escamas.

MEZCLA DE AGUAS INCOMPATIBLES

Otra de las causas principales de la formación de escamas y de la obstrucción de pozos productores e inyectores es la mezcla de dos o más aguas de propiedades y composiciones incompatibles. Las aguas individuales pueden ser bastante estables a todas las condiciones del sistema y generalmente no presentan problemas de formación de escamas. Sin embargo, una vez se mezclan, ocurren reacciones entre los iones presentes en cada agua, formando productos altamente insolubles. Un ejemplo claro de esta situación es la mezcla de un

tipo de agua que contenga alto contenido de calcio (Ca^{++}) con una que contenga una gran cantidad de ion bicarbonato (HCO_3^-); la formación de CaCO_3 asegurará la precipitación de escamas.

Dependiendo de la cantidad de cada constituyente presente, del pH, de la temperatura y de la proporción en la cual las dos aguas se mezclan, se podría esperar precipitados de carbonato de calcio, sulfato de calcio, sulfato de bario o sulfatos de hierro. Los problemas de incompatibilidad aumentan cuando la mezcla se da entre más de dos tipos de aguas.

Una situación general en la que pueden surgir problemas de incompatibilidad es cuando el agua inyectada durante operaciones de recobro secundario no es compatible con el agua presente en la formación. Sin embargo, muy pocos problemas de formación de escamas y obstrucción de canales ocurren en el yacimiento, debido a que existe una pequeña área de contacto entre los dos tipos de aguas y muy pocas reacciones se llevan a cabo. Los problemas graves ocurren en los pozos productores después del avance de la inyección de agua, cuando el agua inyectada y el agua de formación comienzan a producirse. Durante este proceso hay oportunidades amplias para que se dé la mezcla y como tal la precipitación.

La incompatibilidad de aguas puede ser determinada y analizada experimentalmente, si las muestras de las aguas a ser mezcladas son obtenidas.

Tipo de escama	Pozo productor	Pozo inyector	Yacimiento
CaCO_3		x	x
CaSO_4 (Anhidrita)		x	x
$\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ (Yeso)	x		
BaSO_4 y SrSO_4	x		

Cuadro 2. Lugares en donde comúnmente precipitan los diversos tipos de escamas

PREVENCIÓN DE ESCAMAS

Para prevenir la formación de escamas se utilizan una serie de métodos de tratamiento para el agua de campo, de origen físico y químico. Estos métodos son descritos a continuación.

CONTROL FÍSICO DE ESCAMAS

EVITAR LA MEZCLA DE AGUAS INCOMPATIBLES

Como se mencionó, la mezcla de dos o más tipos de aguas de propiedades y composiciones incompatibles, acarrea un serio problema de precipitación y depositación de sólidos. Por ello, es importante evitar que este fenómeno se lleve a cabo.

DILUCIÓN DEL AGUA

La dilución es un método utilizado en las operaciones de inyección cuando el agua a ser inyectada tiene una alta probabilidad de formación de escamas y consiste en diluir dicha agua con otro tipo de agua para que el resultado sea una mezcla estable a las condiciones del sistema.

CONTROL DE pH

Cuando se trabaja con valores de pH bajos, la solubilidad de compuestos de hierro y carbonato de calcio aumenta. Sin embargo, esta situación incrementa la tendencia del agua a volverse más corrosiva. Además, esta propiedad tiene poca incidencia en el comportamiento de la solubilidad de los sulfatos. Por esto, puede afirmarse que el control de pH no es considerado un método efectivo en el control de escamas y a menudo puede convertirse en una tarea compleja durante las operaciones normales de campo. Éste es usualmente práctico sólo si un pequeño cambio en el pH es necesario para prevenir la precipitación de compuestos insolubles.

REMOCIÓN DE GASES DISUELTOS DEL AGUA

Algunos gases disueltos en el agua como por ejemplo el H_2S , el CO_2 y el O_2 deben ser removidos ya sea por medios mecánicos y/o químicos, con el fin de inhibir la formación de sólidos de compuestos de hierro por corrosión. Sin embargo, remover todo el CO_2 del agua puede ocasionar precipitaciones de carbonato de calcio. Para evitar esta situación, generalmente se disminuye considerablemente el pH con el fin de convertir todos los carbonatos y bicarbonatos presentes en el agua a CO_2 . Luego de esto, el CO_2 es retirado completamente, evitándose tanto la precipitación de sólidos carbonatados como de hierro.

CONTROL QUÍMICO DE ESCAMAS

Los métodos exitosos usados para prevenir la depositación de escamas de aguas de campo implican la remoción del ion formador ó la adición de inhibidores químicos al agua. Los inhibidores químicos inmovilizan al ion formador en la solución. Esta inmovilización puede llevarse a cabo usando un agente quelante, químico capaz de fijar y secuestrar iones metálicos formando compuestos estables y solubles denominados quelatos, los cuales no generan problemas. La efectividad y el costo de estos agentes determinará su aplicabilidad en el control de escamas.

Los agentes secuestradores más empleados en la inhibición de la formación de escamas son:

INHIBIDORES ORGÁNICOS

Los inhibidores orgánicos son los químicos más ampliamente empleados actualmente en la prevención de formación de escamas. Los más comunes son:

- Fosfatos orgánicos

Los fosfatos orgánicos o ésteres son usualmente los inhibidores más efectivos de sulfato de calcio. No son aplicables a temperaturas por encima de los 100°C, debido a que reacciones con el agua (Hidrólisis) reducen su efectividad.

- Fosfonatos orgánicos

Los fosfonatos son generalmente los inhibidores más efectivos en la formación de escamas de carbonato de calcio. Ellos, son moléculas más estables con la temperatura y más resistentes a la hidrólisis que los ésteres fosfatados.

- Polímeros

Los polímeros tales como los acrílicos son principalmente usados para aplicaciones a altas temperaturas, generalmente por encima de los 175°C.

INHIBIDORES INORGÁNICOS

- Polifosfatos inorgánicos

Los polifosfatos son fosfatos deshidratados. Se caracterizan por ser sólidos inorgánicos no cristalinos. En solución, los polifosfatos son sometidos a hidrólisis a un determinado valor de temperatura convirtiéndose en ortofosfatos. Este cambio de polifosfatos a ortofosfatos es llamado reversión. La reversión se ve afectada

considerablemente por propiedades como: El pH y la temperatura. A valores de pH bajos y temperaturas altas, la reversión de los polifosfatos aumenta.

Los ortofosfatos pueden generar problemas de formación de escamas y taponamiento ya que reaccionan fácilmente con el calcio para formar fosfatos de calcio insolubles; debido a esto, se utilizan muy pocas veces.

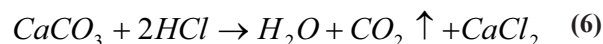
REMOCIÓN DE ESCAMAS

La mayoría de las veces, la remoción de escamas resulta ser una tarea larga y costosa. Es mejor prevenir la depositación mediante tratamientos químicos que depender de los métodos de eliminación. Sin embargo, las escamas a menudo se depositan antes de que el problema pueda ser identificado y por ello en la mayoría de los casos se hace necesario remover a tiempo estos depósitos de los equipos para salvarlos.

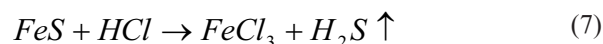
Las técnicas de remoción deben cumplir ciertas condiciones para llegar a ser viables: no causar daños al pozo, las tuberías ni el ambiente de la formación, ser rápidas, y ser efectivas en la prevención de nuevas precipitaciones en el futuro.

El primer paso a seguir durante la etapa de diseño de un plan de remoción de escamas desde el punto de vista económico es ubicar el problema, determinar su extensión y determinar la composición química de la escama. La composición puede determinarse tomando una muestra de dicha agua y realizando los correspondientes análisis químicos de laboratorio o utilizando difracción de rayos X y fluorescencia.

Las escamas de carbonato de calcio son las más sencillas de remover; se disuelven fácilmente en contacto con soluciones de ácido clorhídrico (reacción 6), formando agua, dióxido de carbono y cloruro de calcio (sal soluble en agua).



Al igual que las escamas carbonatadas, las formadas por compuestos de hierro (óxidos y sulfuros) también se disuelven con la adición de este ácido, sin embargo debe adicionarse además un inhibidor especial al ácido para controlar la corrosión. La reacción entre el ácido y los sulfuros de hierro libera H₂S, un gas altamente venenoso y muy peligroso (reacción 7).



Algunas escamas de óxidos de hierro pueden ser atacadas además con ácido cítrico. La ventaja de este ácido radica en que además de atacar la escama, el ion citrato forma un compuesto soluble con el hierro disuelto.

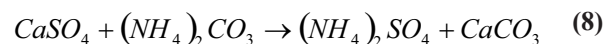
Durante la etapa de producción, algunas películas de aceite y depósitos de parafinas son encontrados junto con las escamas; estos depósitos de hidrocarburos inhabilitan al agente encargado de la remoción. Para solucionar este problema se debe adicionar un surfactante junto con el ácido.

A diferencia de los carbonatos, los sulfatos de calcio no reaccionan con ácido, debido a esto son más difíciles de remover. La máxima solubilidad del sulfato de calcio en HCl es del 1.8 % en peso a 25°C y a presión atmosférica. Para remover estas escamas se utilizan químicos denominados convertidores.

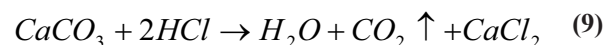
CONVERTIDORES INORGÁNICOS

Son usualmente carbonatos o hidróxidos los cuales reaccionan con el sulfato de calcio para producir carbonato de calcio o hidróxidos de calcio. El tratamiento de conversión es entonces seguido por un tratamiento con ácido clorhídrico para disolver el carbonato de calcio resultante o el hidróxido de calcio. Un ejemplo claro de un convertidor inorgánico es el carbonato de amonio.

A continuación se muestran las reacciones químicas llevadas a cabo durante el proceso de remoción de escamas de sulfato de calcio utilizando carbonato de amonio como convertidor inorgánico.



(Soluble)



(Soluble)

Las escamas de sulfato de calcio pueden ser removidas además utilizando soluciones de NaOH ó KOH. Una solución del 10% en peso de cualquiera de las dos sustancias disolverá un 12.5% del peso de la escama. Estos tipos de químicos deben ser manipulados con mucho cuidado ya que causan quemaduras graves.

CONVERTIDORES ORGÁNICOS

Los convertidores orgánicos más empleados son el citrato de sodio, el glicolato de potasio y el acetato de

potasio. Estos materiales reaccionan con los depósitos de sulfato de calcio haciendo que se hinchen y suavicen, de tal manera que puedan ser eliminados fácilmente por lavado con agua. Estos químicos son costosos y requieren varias horas de contacto para trabajar en depósitos gruesos y deben ser probados en lo posible en una muestra real de la escama antes de su aplicación.

Las escamas de sulfato de bario por su parte, son normalmente densas, de baja porosidad y totalmente impenetrables con agentes químicos y sólo es posible removerlas mecánicamente empleando raspadores. Sin embargo, es común encontrar escamas de sulfato de bario mezcladas con sulfato de estroncio, sulfato de calcio e incluso carbonato de calcio. Bajo estas condiciones es posible que la remoción empleando medios químicos y físicos sea llevada a cabo.

CONCLUSIONES

1. La depositación de escamas depende de las condiciones físicas y químicas del sistema, al igual que de la mezcla de dos o más tipos de aguas que tienen iones incompatibles en solución.
2. La detección y prevención de escamas son algunos de los objetivos más importantes que deben alcanzarse durante la producción de un yacimiento, debido a que la implementación de métodos de remoción resulta ser una tarea costosa y complicada.
3. Los tratamientos de prevención y remoción de escamas son función de la composición química de la escama y su aplicabilidad depende enormemente del costo y la eficiencia.
4. Generalmente la precipitación de material mineral ocurre antes de que la etapa de prevención sea llevada a cabo, provocando una disminución en la tasa de producción debido a la reducción del área de fluencia, lo que genera además pérdidas económicas considerables.
5. La limpieza de líneas de flujo de superficie y de pozos productores e inyectores se lleva a cabo combinando métodos químicos y físicos de remoción.
6. Es más sencillo y económico prevenir o tratar los problemas de formación de escamas en superficie que removerlos en fondo de pozo una vez se forman.

RECOMENDACIONES

1. Evitar las mezclas de aguas incompatibles especialmente durante las operaciones de inyección, ya que generan los tipos de escamas más complejos y difíciles de tratar; para solucionar este inconveniente se recomienda obtener una muestra de cada tipo de agua, mezclarlas a diferentes tasas, identificando los problemas y diseñando un plan de control para evitar la precipitación de sólidos cuando la mezcla se lleve a cabo a condiciones de yacimiento.
2. Antes de implementar un tratamiento de remoción debe determinarse la composición de la escama.
3. Cuando se inyecta algún agente químico encargado de la limpieza de líneas de flujo (facilidades de superficie, tubos de producción, etc.), se recomienda que dicho agente esté en contacto con la escama durante un tiempo considerable, con el fin de que pueda disolver la mayor cantidad de ésta; para ello en algunos casos es necesario parar de bombear y dejar que la escama se empape del solvente.

REFERENCIAS

1. OSTROFF, A. G. *Introduction to Oilfield Water Technology*. Prentice-Hall. Second edition, 1979.

2. PATTON, C. *Oilfield Water Systems*. Copyright. Second edition, 1981.
3. CRABTREE, Mike. *La lucha contra las incrustaciones - Remoción y prevención*. [Documento de Internet], disponible en http://www.slb.com/media/services/resources/oilfieldreview/spanish99/aut99/p30_49.pdf
4. KUMAR, T. and CHOUDHARY, P.K. "*Recent Advances in Treatment and Inhibition of Oilfield Scales*", paper Daños a la formación: Recopilación de artículos, ICP.
5. FORD W. G., GADEKEN L. L., and CALLAHAN T. J., Halliburton Energy Services; D.Jackson, Pan Canadian Petroleum Limited. "*Effective Removal of NORM scale in the Rycroft Field,*", paper Daños a la formación: Recopilación de artículos, ICP.
6. PATTON, CHARLES C. *Water Quality Control and Its Importance in Waterflooding Operations*. SPE 18459, 1988.
7. PATTON, C. Injection Water Quality. SPE 21300, 1990.

Recepción: Mayo 2008 - Aceptación. Junio 2008