

La lucha contra las incrustaciones—Remoción y prevención

Trate de imaginar una amenaza capaz de estrangular un pozo productivo en el lapso de 24 horas.

La acumulación de incrustaciones dentro de las tuberías hace exactamente eso y provoca millones de dólares de pérdidas cada año. Los nuevos hallazgos con respecto a la acumulación de depósitos minerales les permiten a los ingenieros de producción pronosticar la formación de los mismos, de forma tal que se pueda prevenir el desarrollo de condiciones operativas adversas utilizando nuevas técnicas de inhibición. Asimismo, se dispone de nuevas herramientas capaces de eliminar los depósitos de sedimentos de los revestidores y de las tuberías.



Mike Crabtree
Aberdeen, Escocia

David Eslinger
Tulsa, Oklahoma, EE.UU.

Phil Fletcher
Matt Miller
Sugar Land, Texas, EE.UU.

Ashley Johnson
Rosharon, Texas

George King
BP Amoco Corporation
Houston, Texas

Se agradece la colaboración de Andrew Acock, Houston, Texas, EE.UU.; Willem van Adrichem y Warren Zemlak, Sugar Land, Texas; Mike Barrett, Steve Davies, Igor Diakonov y Jon Elphick, Cambridge, Inglaterra; Leo Burdyllo, Sugar Land, Texas; Ingrid Huldal y Raymond Jasinski, Aberdeen, Escocia; y Scott Jacobsen, Houston, Texas. Blaster Services, Bridge Blaster, CoilCADE, CoilLIMIT, Jet Advisor, Jet Blaster, NODAL, ScaleFRAC, Sterling Beads y StimCADE son marcas de Schlumberger. Hipp Tripper es una marca de Baker Oil Tools; Hydroblast es una marca de Halliburton; y RotoJet es una marca de BJ-NOWSCO.

1. Brown M: "Full Scale Attack," *REview*, 30 The BP Technology Magazine (Octubre-Diciembre de 1998): 30-32.

La acumulación de sedimentos minerales es uno de los problemas de producción que más preocupan a los ingenieros de producción. Se trata de un conjunto de depósitos que se incrustan en los orificios de los cañoneos, los revestidores, las tuberías de producción, las válvulas, las bombas y los equipamientos de completación del pozo, de manera tal que obstruyen el hueco e impiden el flujo normal de los fluidos. Las incrustaciones, como ocurre en los caños de agua o en las teteras de agua de todos los hogares, se pueden depositar a lo largo de toda la trayectoria que sigue el agua, desde los pozos inyectoros hasta los equipos de superficie, pasando por los yacimientos. La mayor parte de las incrustaciones que se encuentran en los campos petroleros se forman por precipitación de mine-

rales presentes en el agua de formación, o bien como resultado de que el agua producida se sobresatura de componentes minerales cuando dos aguas incompatibles se encuentran en el fondo del pozo. Cada vez que un pozo de gas o de petróleo produce agua, o que se utiliza inyección de agua como método para mejorar la recuperación, surge la posibilidad de que se formen incrustaciones. En ciertas áreas, como por ejemplo en el Mar del Norte y en Canadá, en donde existen regiones enteras con tendencia al depósito de minerales, esto está reconocido como uno de los principales problemas de la producción.

Las incrustaciones pueden desarrollarse en los poros de la formación en las cercanías del pozo, con lo cual la porosidad y la permeabilidad de la formación se ven reducidas. Asimismo,

<Incrustaciones en las tuberías de producción. En este caso, la formación de incrustaciones de carbonato de calcio en las tuberías de producción obstruye más del 40% del área de fluencia de la tubería e impide el acceso de las herramientas de reparación del pozo a las secciones inferiores.

pueden llegar a bloquear el flujo normal cuando se obstruyen los cañoneos o se forma una capa espesa sobre las paredes de las tuberías de producción (página previa). Pueden además cubrir y deteriorar los equipos de completación, como las válvulas de seguridad y los mandriles del sistema de levantamiento artificial por gas. Los efectos de las incrustaciones pueden resultar dramáticos e inmediatos: en un pozo del campo Miller en el Mar del Norte, los ingenieros se sorprendieron al ver descender la producción de 30.000 B/D [4770 m³/d] a cero en el lapso de 24 horas.¹ Debemos considerar, además, que los costos pueden ser enormes: la solución de este tipo de problemas le cuesta a la industria cientos de millones de dólares por año en términos de pérdidas de producción. Hasta no hace mucho tiempo, los métodos de tratamiento eran limitados y poco efectivos. Cuando se forman las incrustaciones, se necesita utilizar una técnica de eliminación rápida y efectiva. Los sistemas de remoción comprenden métodos químicos y mecánicos, cuya elección depende de la ubicación de los sedimentos y de sus propiedades físicas.

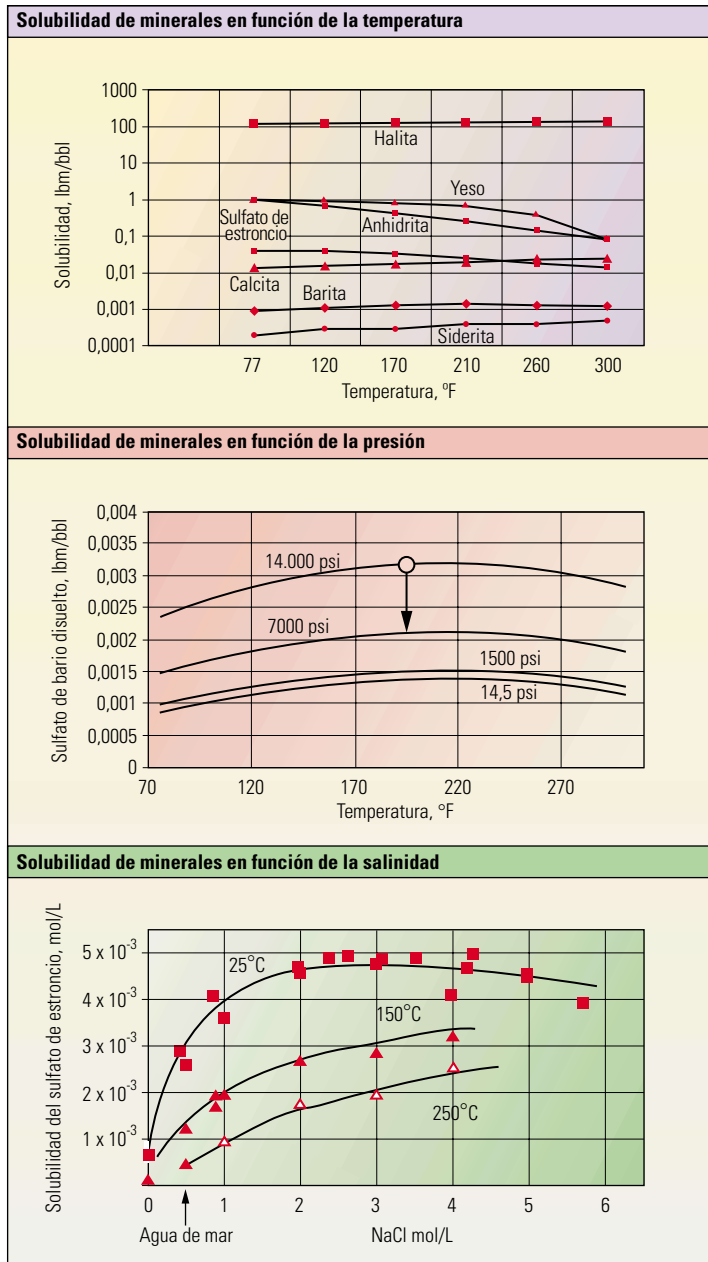
Algunas incrustaciones minerales, como el carbonato de calcio (CaCO₃), se pueden disolver con ácidos, mientras que en otros casos este sistema no funciona. Muchas veces se forma una película cerosa de hidrocarburos que protege a las incrustaciones de la acción de los disolventes químicos. Puede ocurrir también que se acumulen capas de incrustaciones sólidas impermeables que revisten las tuberías de producción y a veces las bloquean por completo, con lo cual resulta más difícil quitarlas. En este caso, por lo general se utilizan técnicas mecánicas o tratamientos químicos para penetrar la capa incrustada. A pesar de ello, con frecuencia se forman incrustaciones duras, como el sulfato de bario (BaSO₄), que son sumamente resistentes, tanto a los agentes químicos como mecánicos. Antes de que se produjeran los últimos avances en la tecnología de eliminación de las incrustaciones minerales, los operadores que se encontraban con este tipo de problemas muchas veces se veían obligados a suspender la producción, movilizar taladros de completación para extraer la tubería dañada del pozo y hacer la limpieza en la superficie, o bien reemplazar la tubería directamente.

En este artículo, se explican las causas físicas que provocan la acumulación de incrustaciones minerales durante la producción de petróleo. Si se conocen las condiciones que provocan este problema y cuándo y dónde puede ocurrir, resulta más sencillo comprender cómo eliminar las incrustaciones y diseñar los tratamientos necesarios para restablecer la productividad del pozo a largo plazo. En segundo lugar, se presenta una descripción general de las técnicas mecánicas y químicas que se utilizan para la eliminación de incrustaciones—incluyendo los últimos avances en técnicas de limpieza a chorro—y se examinan las ventajas y las limitaciones de cada método.

Por último, se reseñan los avances realizados en el tratamiento de agua y de nuevos productos inhibidores que permiten controlar el delicado equilibrio químico para impedir que vuelvan a aparecer estos depósitos minerales.

Origen de las incrustaciones

En las incrustaciones minerales que se producen en los campos petroleros, el agua juega un papel fundamental, dado que el problema se presenta sólo cuando existe producción de agua. El agua es un buen solvente para muchos materiales y puede transportar grandes cantidades de minerales. Todas las aguas naturales disuelven distin-



^La solubilidad de los minerales tiene una compleja dependencia con respecto a muchas variables, que incluyen la temperatura (arriba), la presión (centro) y la salinidad (abajo).

tos componentes cuando contactan fases minerales en su estado natural. Esto da lugar a fluidos complejos, ricos en iones, algunos de los cuales se encuentran en su límite de saturación para ciertas fases minerales. El agua de mar tiende a ser rica en iones, que son un subproducto de la vida marina y la evaporación del agua. El agua del suelo y el agua del ambiente cercano a la superficie, por lo general, es más diluida y su composición química es diferente con respecto al agua de zonas profundas del subsuelo asociada con acumulaciones de gas y petróleo.

El agua subterránea de ambientes profundos se enriquece con iones mediante la alteración de los minerales sedimentarios. El agua que se encuentra en los yacimientos de carbonatos y areniscas cementadas con calcita por lo general contiene una gran cantidad de cationes bivalentes de calcio [Ca^{+2}] y magnesio [Mg^{+2}]. Con frecuencia, los fluidos que se encuentran en una formación de areniscas contienen cationes de bario [Ba^{+2}] y estroncio [Sr^{+2}]. En los fluidos de los yacimientos el total de sólidos disueltos puede llegar a 400.000 mg/L [3,34 ppg]. La composición exacta tiene una compleja dependencia de la diagénesis de los minerales y de otros tipos de alteraciones que se producen a medida que los fluidos de la formación fluyen y se mezclan en el transcurso del tiempo geológico.

La formación de las incrustaciones comienza cuando se perturba el estado de cualquier fluido natural de forma tal que se excede el límite de solubilidad de uno o más de sus componentes. Las solubilidades de los minerales en sí mismas tienen una complicada dependencia respecto de la temperatura y la presión. Por lo general, un incremento de la temperatura provoca el aumento de la solubilidad de un mineral en el agua: más iones se disuelven a temperaturas más elevadas (página previa). En forma similar, al descender la presión, la solubilidad tiende a disminuir y, como regla general, la solubilidad de la mayoría de los minerales disminuye por un factor de dos por cada 7000 lpc [48-Mpa] de disminución de la presión.

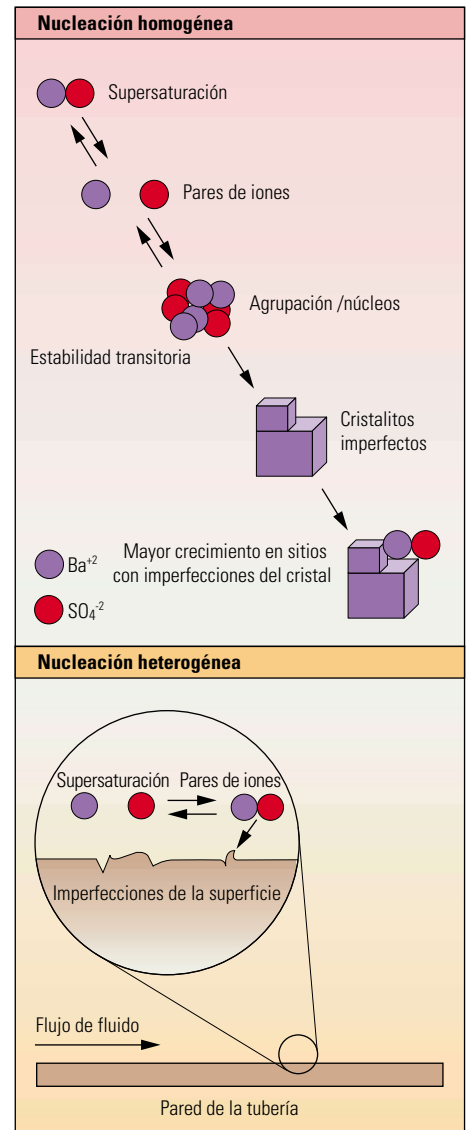
No todos los minerales se ajustan a la tendencia típica de la temperatura; por ejemplo, el carbonato de calcio presenta la tendencia inversa, es decir que la solubilidad en agua aumenta cuando las temperaturas disminuyen. La solubilidad del sulfato de bario se duplica cuando la temperatura oscila entre 25 y 100°C [77 a 212°F], pero luego disminuye en la misma proporción a medida que la temperatura se acerca a los 200°C [392°F]. Esta tendencia, a su vez, se ve influenciada por la salinidad de la salmuera del medio.

Una complejidad adicional es la solubilidad de los minerales de carbonatos en presencia de gases ácidos, como el dióxido de carbono [CO_2] y el ácido sulfhídrico [H_2S]. La solubilidad de los carbonatos aumenta a medida que disminuye la acidez del fluido, y tanto el CO_2 como el H_2S a altos niveles de presión proporcionan suficiente acidez. Por lo tanto, el agua de formación, al estar en contacto con la roca carbónica y los gases ácidos, puede ser rica en carbonatos disueltos. Esta tendencia presenta una dependencia compleja y no lineal con respecto a la composición de la salmuera, la temperatura y la presión del gas por encima de la fase líquida; este efecto de la presión del gas es varios órdenes de magnitud mayor que el efecto normal de la presión sobre la solubilidad de un mineral. En general, a medida que disminuye la presión, el CO_2 deja la fase acuosa provocando el aumento del pH, que conduce a la formación de incrustaciones calcáreas.

Formación de las incrustaciones

Si bien el punto de partida para la formación de las incrustaciones puede ser un cambio de temperatura o de presión, la liberación de gas, una modificación del pH o el contacto con agua incompatible, existen aguas de producción que, a pesar de encontrarse sobresaturadas y ser proclives a las incrustaciones minerales, no presentan problema alguno. Las incrustaciones se desarrollan a partir de una solución. El primer desarrollo dentro de un fluido saturado es una formación de grupos de átomos inestables, proceso denominado nucleación homogénea (derecha). Los grupos de átomos forman pequeños cristales (semillero de cristales) provocados por fluctuaciones locales en el equilibrio de la concentración de iones en las soluciones sobresaturadas. A continuación, los cristales crecen por adsorción de iones sobre las imperfecciones de las superficies de los cristales, con lo cual aumenta el tamaño del cristal. La energía necesaria para que el cristal crezca proviene de una reducción de la energía libre superficial del cristal, que disminuye rápidamente a medida que aumenta el radio, una vez superado un cierto radio crítico. Esto implica que los cristales grandes tienden al continuo crecimiento de los mismos, y además que los cristales pequeños se pueden redissolver.² Por lo tanto, dado un cierto grado de sobresaturación, la formación de cualquier semillero de cristales va a favorecer el aumento del crecimiento de incrustaciones minerales. El semillero de cristales, de hecho, actúa como un catalizador de la formación de incrustaciones.

El crecimiento de cristales también tiende a iniciarse sobre una superficie preexistente de límite de fluidos, proceso denominado nucleación heterogénea. Los sitios en que se produce la nucleación heterogénea incluyen los defectos en las superficies, como las asperezas en la superficie de los tubos o cañoneos en las tuberías cortas de producción, o incluso en las juntas y las costuras de las tuberías de producción y en los tubos de conducción. Un alto grado de turbulencia también puede hacer las veces de un catalizador para el depósito de sedimentos.



▲Procesos de nucleación. La formación de incrustaciones comienza en soluciones sobresaturadas con pares de iones que forman cristales individuales, proceso llamado nucleación homogénea (arriba). También pueden ocurrir sobre defectos preexistentes en las superficies, como puntos ásperos en la superficie de la tubería en contacto con el líquido, denominada nucleación heterogénea (abajo).

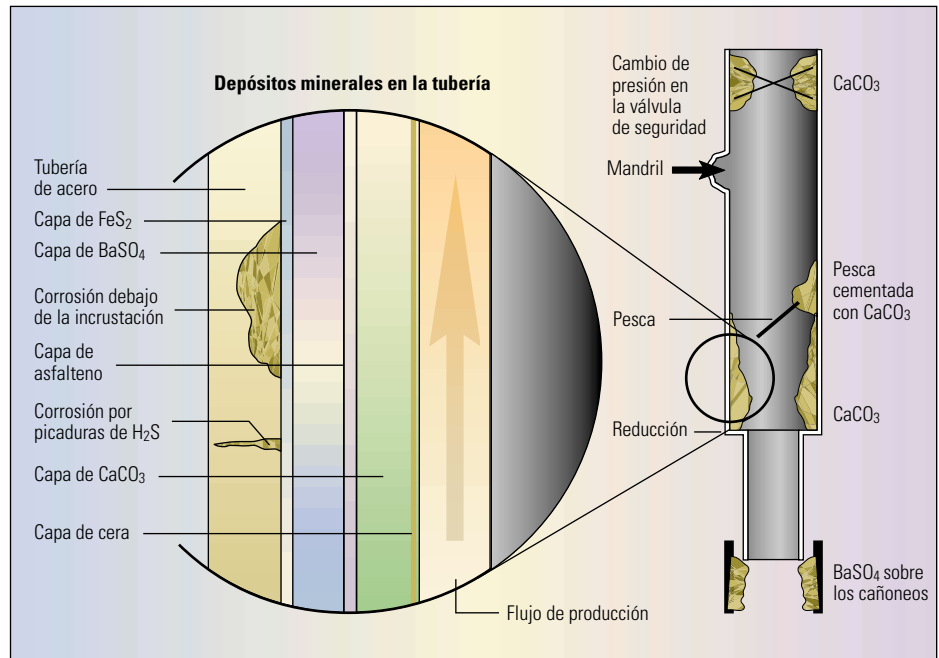
Vemos entonces que la acumulación de incrustaciones puede ocurrir cuando la presión de fluencia coincide con la presión del punto de burbujeo. Esto explica porqué los depósitos de sedimentos se desarrollan rápidamente en los equipamientos de completación de fondo. La comprensión de los fenómenos de nucleación ha permitido desarrollar productos inhibidores de incrustaciones, a los que nos referiremos más adelante, que utilizan químicos diseñados específicamente para atacar la nucleación y los procesos de formación de incrustaciones, de modo tal de reducir su incidencia.

Identificación de las incrustaciones

El primer paso en el diseño de un programa de remediación realmente efectivo desde el punto de vista económico, consiste en identificar la ubicación de los depósitos de minerales y la composición de los mismos.

Tubería de producción y equipos de superficie—Las incrustaciones pueden presentarse como una capa espesa adherida a las paredes interiores de las tuberías. Con frecuencia tiene varios centímetros de espesor y presenta cristales de hasta 1 cm o más. El efecto primario de la formación de incrustaciones en las tuberías es la reducción de la tasa de producción al aumentar la rugosidad de la superficie del tubo y reducir el área de fluencia. Esto origina un aumento en la caída de presión y, en consecuencia, la producción disminuye. Si aumenta el crecimiento de minerales depositados, se hace imposible el acceso a secciones más profundas del pozo, y finalmente las incrustaciones terminan por bloquear el flujo de producción (arriba). La composición química de las incrustaciones en las tuberías puede variar, ya que se trata de capas de sedimentos depositados a lo largo de la vida del pozo. Por lo general, las incrustaciones incluyen capas de asfaltenos o de cera, y las capas de incrustaciones que se encuentran más cercanas a la tubería pueden contener sulfuros de hierro, carbonatos o productos corrosivos.

Matriz cercana al pozo—Las incrustaciones de carbonatos o sulfatos típicas de la zona cercana al pozo presentan partículas de menor tamaño respecto de las incrustaciones que se encuentran en las tuberías: se miden en micrones en vez de centímetros. Bloquean los empaques

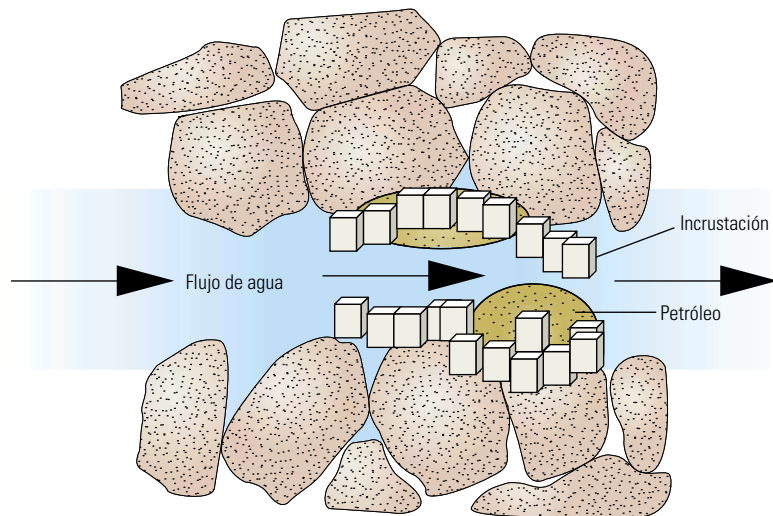


▲ **Incrustaciones en las tuberías de producción.** La ubicación de los depósitos minerales en las tuberías puede variar desde los cañones de fondo hasta la superficie, ocasionando restricciones en el flujo dentro de la tubería de producción, nipples, pescas, válvulas de seguridad y los mandriles de levantamiento artificial por gas. A menudo se presentan en diversas capas y en algunos casos cubiertos por una capa cerosa o de asfalto (ilustración). Por debajo de las incrustaciones, pueden aparecer signos de corrosión y picaduras sobre el acero, debido a la presencia de bacterias y gas sulfuroso, con lo cual se reduce la integridad del acero.

de grava y las mallas, además de los poros de la matriz. Por lo general, se forman después de largos períodos de cierre del pozo, ya que el flujo transversal hace que se mezclen aguas incompatibles provenientes de distintas capas. Este tipo de incrustaciones se puede definir como daño (abajo). Su eliminación por medio de disol-

ventes químicos o ácidos puede contribuir a aumentar las tasas de producción en forma notable.

Pozos inyectoros—Los daños provocados por las incrustaciones en los pozos inyectoros, por lo general, se originan en procesos activados por la temperatura del agua de inyección. Además, en

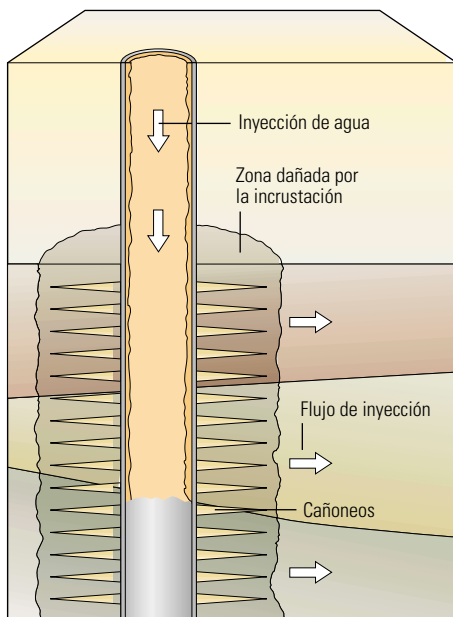


▲ **Daños en la matriz.** Los depósitos minerales restringen el flujo de los fluidos a través de la formación, lo que provoca una pérdida de permeabilidad.

2. Richardson SM y McSween HY: *Geochemistry: Pathways and Processes*. Englewood Cliffs, Nueva Jersey, EE.UU.: Prentice-Hall, Inc., 1989.

las inmediaciones del pozo puede producirse una mezcla incompatible cuando el agua de inyección se pone en contacto con el agua de formación o con la salmuera de la completación (abajo). Este problema se limita a las etapas iniciales de la inyección, cuando el agua de inyección entra en contacto con agua incompatible en la región cercana al pozo. Las incrustaciones que se forman en este punto pueden disminuir la permeabilidad de la formación y reducir la efectividad de la estrategia de inundación con agua.

Detección de las incrustaciones—Existen evidencias físicas de la presencia de incrustaciones en las muestras de tuberías, o bien en las radiografías de análisis de núcleos. La interpretación de registros de rayos gamma a menudo indica la presencia de residuos de sulfato de bario, dado que el radio Ra^{226} , que es naturalmente radioactivo, precipita con estos sedimentos.³ En algunos casos, se llega a observar un aumento de hasta 500 unidades API en la actividad de los rayos gamma por encima de los valores naturales.



▲ Daños en un pozo inyector. La autosedimentación del agua de inyección puede ocasionar el desarrollo de incrustaciones y generar restricciones en la tubería de inyección. El aumento de la presión y la temperatura puede provocar la precipitación de carbonato de calcio, lo cual puede originar deposición y daño en las vecindades del pozo, particularmente en pozos con alta presión y alta temperatura. La mezcla de aguas incompatibles (agua de inyección y agua de la formación) puede provocar daño al comienzo del programa de inyección de agua.

Cuando se evalúa la producción por medio del análisis NODAL, éste puede indicar la presencia de incrustaciones en las tuberías si, por ejemplo, un pozo presenta restricciones en las tuberías que no se percibían durante las primeras etapas de la producción. En teoría, el análisis NODAL puede indicar la presencia de incrustaciones en la matriz mediante la identificación de mayores restricciones del yacimiento a la producción, si bien esto es difícil de distinguir con respecto a otros tipos de daños que puede sufrir la formación.

El comienzo de producción de agua es, a menudo, un signo de problemas potenciales de incrustaciones, en especial si coincide con una reducción simultánea de la producción de petróleo. Normalmente, los operadores analizan la composición química del agua y, en particular, el contenido de iones disueltos en el agua producida. Si se observa un cambio notable en la concentración de iones de ciertos minerales, como Ba^{+2} o sulfato [SO_4^{-2}], que coincide con una disminución de la producción de petróleo y un aumento del corte de agua, puede ser un indicio de que el agua de inyección ha invadido y se han comenzado a formar incrustaciones. Mediante el estudio de la respuesta a los tratamientos químicos realizados con anterioridad, como los tratamientos con ácidos, se pueden corroborar tales interpretaciones.

La posibilidad de advertir esta situación desde sus inicios resulta de gran valor para los operadores, dado que los pozos pueden incrustarse en un período de 24 horas o incluso menos. Los pozos que cuentan con completaciones inteligentes y sistemas de monitoreo permanente están preparados para detectar los cambios que se puedan producir en la composición química del agua. El desarrollo de sensores subterráneos de incrustaciones y las aplicaciones de monitoreo permanente son temas de acentuada investigación actual. BP Amoco, por ejemplo, comenzó un sistema de manejo integrado de incrustaciones que utiliza un sensor electroquímico subterráneo sensible al pH y a las concentraciones de iones de cloruros, que además efectúa mediciones de temperatura, presión y flujo multifásico para detectar potenciales formaciones de carbonatos y ayudar a regular las dosis químicas para lograr el control de las incrustaciones.⁴

Simulación química—Hoy en día se dispone de modelos químicos que permiten pronosticar la naturaleza y la extensión de las incrustaciones a partir de las condiciones detalladas de los fluidos. Estos modelos pueden pronosticar el equilibrio de las fases utilizando principios de termodinámica y bases de datos geoquímicos y parten de ciertos datos básicos, como el análisis de concentración de elementos, temperatura, presión y composición de la fase de gas. Estos programas están diseñados para predecir el efecto de las perturbaciones, como mezclas incompatibles o cambios en la temperatura y la presión.

Hoy en día, existen al alcance del público muchos programas para pronosticar la formación de incrustaciones minerales, junto con un número limitado de programas de computación preparados específicamente para la simulación de la composición química de salmueras utilizadas en los campos petroleros. Estos programas comprenden desde modelos de hojas de cálculo hasta modelos geoquímicos sumamente desarrollados y diseñados para simular el transporte de fluidos y sustancias químicas en medios porosos.⁵

Estos simuladores permiten pronosticar problemas de incrustaciones que pueden producirse en el futuro, considerando distintos escenarios de comportamiento de yacimientos e invasión de agua. De hecho, cuando se trata de yacimientos nuevos que no tienen antecedentes de problemas de incrustaciones, los modelos químicos son las únicas herramientas disponibles para realizar pronósticos. Sin embargo, los simuladores requieren que los datos de la composición química de los fluidos de formación y aguas de inyección sean exactos. Por lo general, estos datos no se encuentran disponibles, pero conviene obtenerlos para poder realizar pronósticos más precisos con respecto a la formación de incrustaciones minerales.

3. Bamforth S, Besson C, Stephenson K, Whittaker C, Brown G, Catala G, Rouault G, Théron B, Conort G, Lenn C y Roscoe B: "Revitalizing Production Logging," *Oilfield Review* 8, no. 4 (Invierno de 1996): 44-60.

4. Snieckus D: "Tipping the Scales," *Offshore Engineer* (Septiembre de 1999): 117.

5. Oddo JE y Tomson MB: "Why Scale Forms and How to Predict It," *SPE Production & Facilities* 9, no. 1 (Febrero de 1994): 47-54.

Escenarios más comunes

Existen cuatro hechos, que ocurren normalmente en la producción de hidrocarburos, y que dan lugar a la aparición de incrustaciones.

Mezclas incompatibles—La mezcla de aguas incompatibles provenientes de la inyección y la formación puede provocar el desarrollo de incrustaciones. Con frecuencia se inyecta agua de mar en los yacimientos durante las operaciones de recuperación secundaria y mejorada por inundación de agua. El agua de mar es rica en iones negativos de SO_4^{2-} con concentraciones que en muchos casos superan los 2000 mg/L [0,02 ppq], mientras que el agua de formación contiene cationes bivalentes de Ca^{+2} y Ba^{+2} . La mezcla de estos fluidos en la matriz cercana al pozo generalmente produce nuevos fluidos con concentraciones combinadas de iones que superan los límites de solubilidad de los sulfatos.

El sulfato de calcio [CaSO_4] se desarrolla en formaciones de calcáreos, mientras que el sulfato de bario [BaSO_4] y el sulfato de estroncio [SrSO_4] se encuentran en formaciones de areniscas (abajo). Si estas incrustaciones aparecen en la formación, resulta difícil eliminarlas con métodos químicos e imposible en forma mecánica. La mezcla de aguas incompatibles también puede tener lugar en las tuberías de producción, lo cual produce incrustaciones, que se pueden eliminar tanto química como mecánicamente.

Autosedimentación—El fluido de un yacimiento experimenta cambios de temperatura y presión durante la producción. Si estos cambios modifican la composición del fluido de modo tal que se supere el límite de solubilidad de un mineral, éste precipita en forma de incrustaciones minerales: este fenómeno recibe el nombre de autosedimentación. Las incrustaciones de sulfato

y carbonatos pueden precipitar como resultado de cambios de presión ocurridos dentro del pozo o en cualquier restricción en el fondo. Los sedimentos de cloruro de sodio (halita) se forman de una manera similar a partir de salmueras de alta salinidad que sufren descensos de temperatura pronunciados. El agua puede transportar 100 lbm/bbl [218 kg/m³] de halita a 200°C, pero no más de 80 lbm/bbl [174 kg/m³] a la temperatura de superficie. Los sedimentos de halita pueden precipitar a una tasa de 20 lbm por cada barril de agua producido, lo cual significa muchas toneladas de residuos por día en un sólo pozo que produce agua a razón de 1000 B/D [159 m³/d].

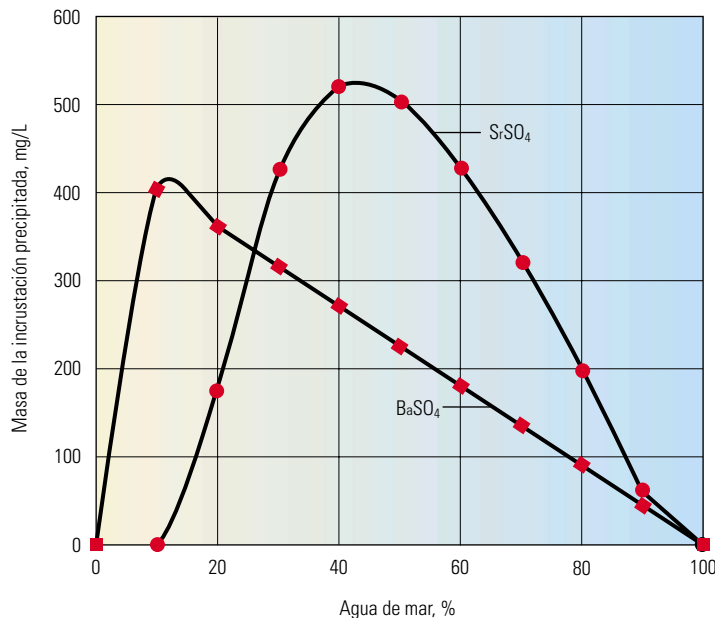
Otro problema serio se presenta cuando precipitan residuos de carbonatos a partir de los fluidos producidos que contienen gases ácidos. La disminución de la presión durante la producción libera gases del fluido, cuyo pH aumenta y provoca el depósito de residuos minerales. Los residuos carbónicos se pueden encontrar desde la matriz cercana al pozo, a lo largo de la tubería y dentro del equipamiento de superficie, dado que la presión y la temperatura del agua producida cambian continuamente.

En el caso de incrustaciones de carbonatos, los efectos de la temperatura a menudo se contraponen a los efectos de la presión. Por ejemplo, la reducción de la presión en el punto de entrada al pozo puede llevar a incrustaciones en la matriz. A medida que el fluido avanza por la tubería hacia las temperaturas de superficie y la presión del cabezal del pozo, la caída de temperatura resultante puede anular el efecto de la presión, con lo cual se reduce la formación de incrustaciones en la tubería de producción. Por el contrario, la caída subsiguiente de presión desde el cabezal del pozo a la superficie puede producir la formación de grandes depósitos de residuos en los equipamientos de superficie y en las tuberías de producción.

Incrustaciones inducidas por la evaporación—La formación de residuos minerales también está relacionada con la producción simultánea de gas de hidrocarburo y salmuera de la formación (gas húmedo). A medida que disminuye la presión hidrostática en las tuberías de producción, el volumen de gas de hidrocarburo se expande y la fase de salmuera que todavía se encuentra caliente se evapora. Como resultado, se produce una concentración de iones disueltos, que supera la solubilidad del mineral en el agua remanente. Esta es una causa habitual de incrustaciones de halita en pozos con alta presión y altas temperaturas (HTHP, por sus siglas en Inglés), si bien otros tipos de incrustaciones también se pueden formar de esta misma forma.

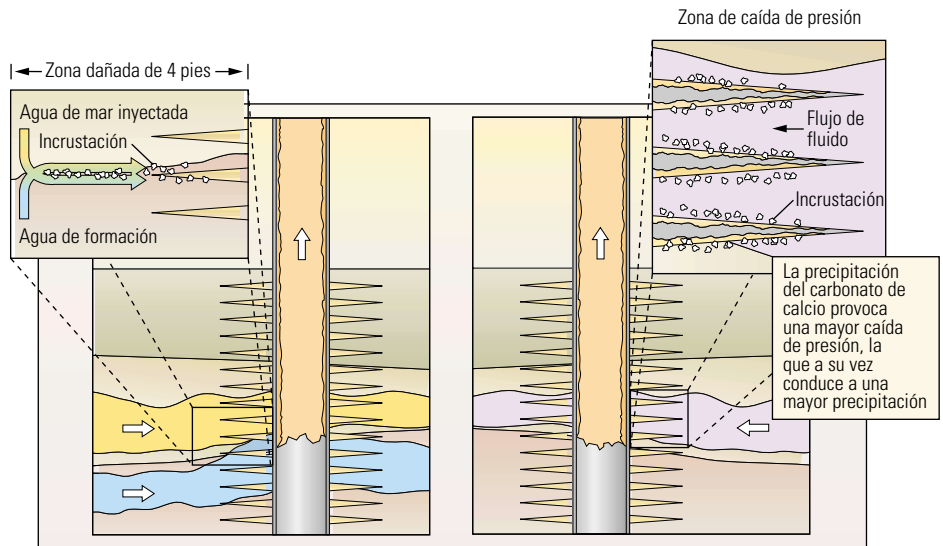
Composición de la salmuera de dos aguas diferentes

Especies de iones	Agua de formación, ppm	Agua de mar, ppm
Sodio	31.275	10.890
Potasio	654	460
Magnesio	379	1368
Bario	269	0
Estroncio	771	0
Sulfato	0	2960
Cloruro	60.412	19.766
Calcio	5038	428



▲ **Incrustaciones de minerales debido a aguas incompatibles.** En la tabla se observan las diferencias típicas de concentración de iones que existen entre el agua de formación y el agua de mar. El gráfico inferior muestra la cantidad de sedimentos que precipitan a partir de diferentes mezclas de agua de mar y agua de formación.

Inundación con gas—Cuando se inunda una formación con dióxido de carbono (CO_2) para recuperación secundaria, se puede provocar la formación de residuos minerales. El agua que contiene CO_2 se vuelve ácida y disuelve la calcita que se encuentra en la formación. Las subsiguientes caídas de presión que se producen en la formación alrededor de un pozo en producción, pueden provocar que el CO_2 se separe de la solución y se precipiten residuos de carbonatos en los cañoneos y en los poros de la formación próximos al pozo. La formación de incrustaciones minerales en el ambiente que rodea al pozo provoca una caída adicional de la presión y aún más precipitaciones (derecha). Como ocurre en el caso de la autosedimentación, este proceso de autogeneración puede llegar a sellar totalmente los cañoneos o crear una pared impermeable entre el hoyo y la formación en unos pocos días, deteniendo la producción por completo.



▲ **Daños en un pozo en producción.** La autosedimentación puede ser causa de problemas en los pozos productivos (derecha), en los que se forman incrustaciones cerca de la garganta de los cañoneos (cuadro derecho). La caída de presión sobre la matriz cercana al pozo puede provocar una precipitación incontrolable de CaCO_3 . La mezcla de aguas incompatibles (agua de inyección y agua de formación) puede provocar la precipitación de sedimentos minerales en la matriz de la formación (izquierda).

Eliminación de las incrustaciones

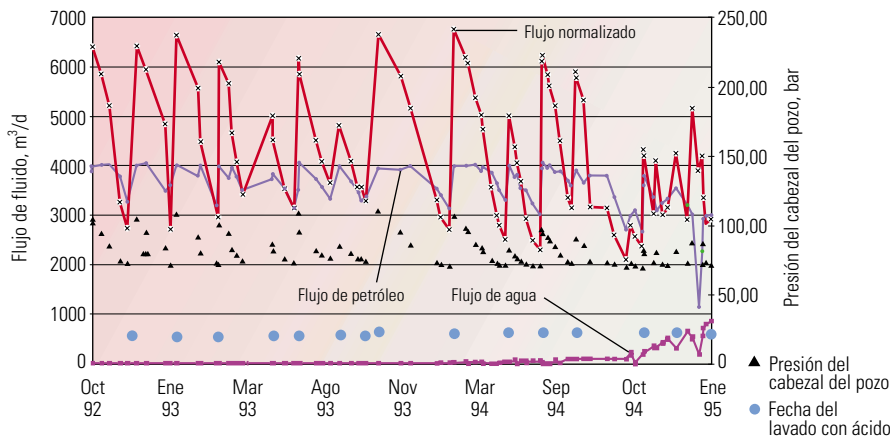
Las técnicas utilizadas para eliminar las incrustaciones deben cumplir ciertas condiciones: ser rápidas, no dañar el pozo, las tuberías ni el ambiente de la formación, y ser efectivas en la prevención de nuevas precipitaciones en el futuro. En los tratamientos de estimulación de la matriz de la formación, por lo general, se emplean disolventes de incrustaciones con el fin de detener la caída de la producción. Para poder decidir cuál es la mejor técnica, es necesario conocer el tipo y la cantidad de incrustaciones y su composición física o su textura, ya que si se elige un método

inadecuado se puede llegar, en realidad, a incentivar el depósito de incrustaciones.

El grado de resistencia y la textura de las incrustaciones presentes en las tuberías revisten gran importancia en la elección de la técnica de remoción. La resistencia y las texturas pueden variar desde hilos delicados y quebradizos o cristales de alta microporosidad hasta capas de aspecto rocoso de baja permeabilidad y porosidad. La pureza de las incrustaciones afecta su resistencia a los métodos de limpieza. Puede

ocurrir que se trate de fases de un sólo mineral, si bien, por lo general, son una mezcla de compuestos similares y compatibles. El sulfato de bario puro es normalmente de baja porosidad y totalmente impenetrable con agentes químicos, y sólo se puede quitar lentamente utilizando alguno de los métodos mecánicos más tradicionales. Las mezclas de sulfato de bario, que por lo general contienen sulfato de estroncio, sulfato de calcio o incluso carbonato de calcio, con frecuencia ceden frente a diversos métodos de limpieza, tanto químicos como mecánicos.

Técnicas químicas—La remoción de incrustaciones con productos químicos es, por lo general, el primer sistema que se utiliza y el más económico, en especial cuando las incrustaciones no son de fácil acceso o se encuentran en lugares donde los métodos mecánicos de limpieza convencionales resultan poco efectivos o es muy costoso transportarlos. Por ejemplo, los carbonatos son muy solubles en ácido clorhídrico y, por lo tanto, se pueden disolver con facilidad. Las incrustaciones duras de sulfatos son más difíciles de eliminar porque tienen un grado muy bajo de solubilidad ácida. En la matriz de la formación, se pueden tratar con agentes quelatizantes fuertes; compuestos que rompen las incrustaciones resistentes a los ácidos aislando y bloqueando los iones metálicos dentro de su estructura cerrada en forma de anillo.⁶



▲ **Perfiles de producción serrados.** Esta porción de la historia de la producción correspondiente a uno de los pozos prolíficos del campo Gullfaks muestra un deterioro cíclico de la producción. El flujo normalizado (curva roja) es un buen indicador de los cambios de productividad debidos a los esfuerzos de intervención, ya que elimina los efectos de estrangulación de la producción provocada por las limitaciones del equipo de superficie. La curva normalizada muestra el gran impacto ocurrido en forma inmediata como consecuencia de los distintos tratamientos ácidos (indicados por los círculos azules) y la consiguiente pérdida en la productividad del pozo, que se produce de uno a tres meses más tarde, lo cual indica la presencia recurrente de precipitaciones minerales.

La mayor parte de los tratamientos químicos se controla según la capacidad de llegada de los reactivos a la superficie de las incrustaciones. En consecuencia, la relación entre el área de la superficie y el volumen, o su equivalente, la relación entre el área de la superficie y la masa, constituye un parámetro importante en la velocidad y la eficiencia del proceso de eliminación. Las grandes áreas de superficies reactivas, como por ejemplo los materiales porosos, las partículas similares a las arcillas de placas sumamente finas y las proyecciones del espesor de un cabello reaccionan en forma inmediata, puesto que existe un gran volumen del ácido o del reactivo alrededor de la superficie. Cuando la relación entre el área de la superficie y el volumen es menor, por ejemplo en capas de incrustaciones gruesas y poco porosas, la reacción es más lenta y sólo responden a los reactivos químicos más fuertes. Los depósitos minerales que se encuentran en las tuberías de producción presentan una superficie tan pequeña en relación con el total de la masa depositada que, por lo general, la reactividad de los sistemas químicos resulta muy lenta, por lo que se convierte en un sistema de remoción poco práctico.

Las zonas de alta permeabilidad dentro de la formación—que ofrecen una trayectoria de menor resistencia—desvían los fluidos del tratamiento y obstaculizan la capacidad de los disolventes para penetrar en los intervalos dañados. Las últimas técnicas que utilizan disolventes y colchones lavadores que contienen surfactantes viscoelásticos pueden mejorar la colocación del disolvente. Los surfactantes viscoelásticos forman sustancias gelatinosas de alta viscosidad cuando se los mezcla con ciertos compuestos de salmuera, pero se rompen completamente y se transforman en sustancias acuosas en presencia de petróleo o de gas de hidrocarburo. De esta forma, estos surfactantes viscoelásticos ayudan a canalizar los disolventes hacia las zonas productivas saturadas de petróleo, y evitan las zonas no productivas saturadas de agua.

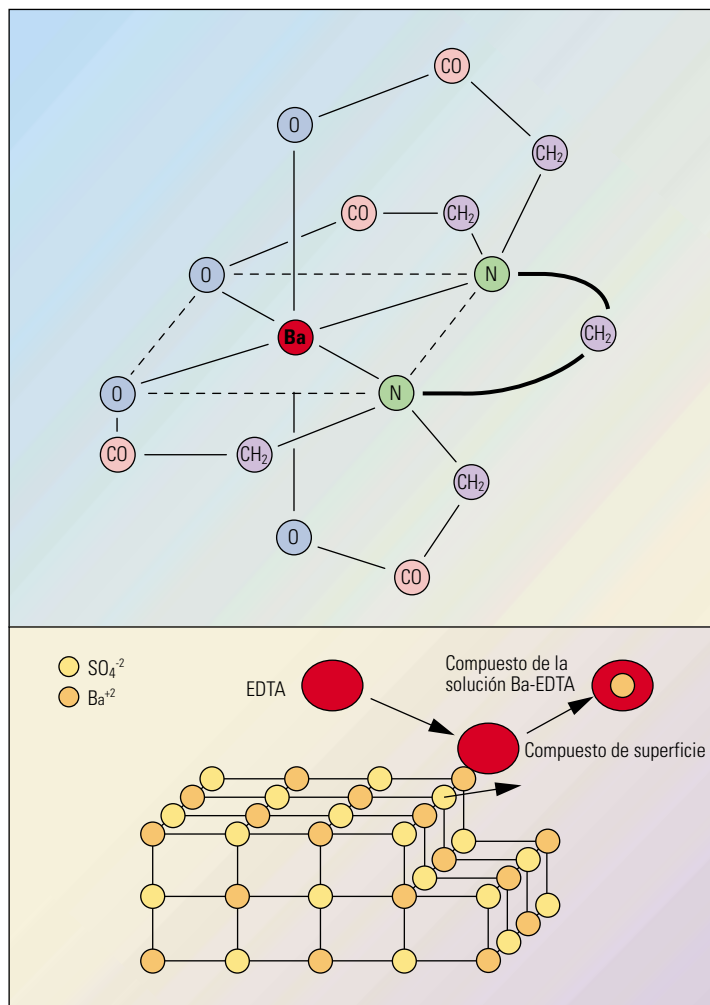
6. Martel AE y Calvin M: *Chemistry of Metal Chelate Compounds*. Nueva York, Nueva York, EE.UU.: Prentice-Hall, Inc., 1952.

7. Kotlar HK, Karlstad S, Jacobsen S, y Vollen E: "An Integrated Approach for Evaluating Matrix Stimulation Effectiveness and Improving Future Design in the Gullfaks Field," artículo de la SPE 50616, presentado en la Conferencia Petrolera Anual de la SPE en 1998 en La Haya, Holanda, Octubre 20-22, 1998.

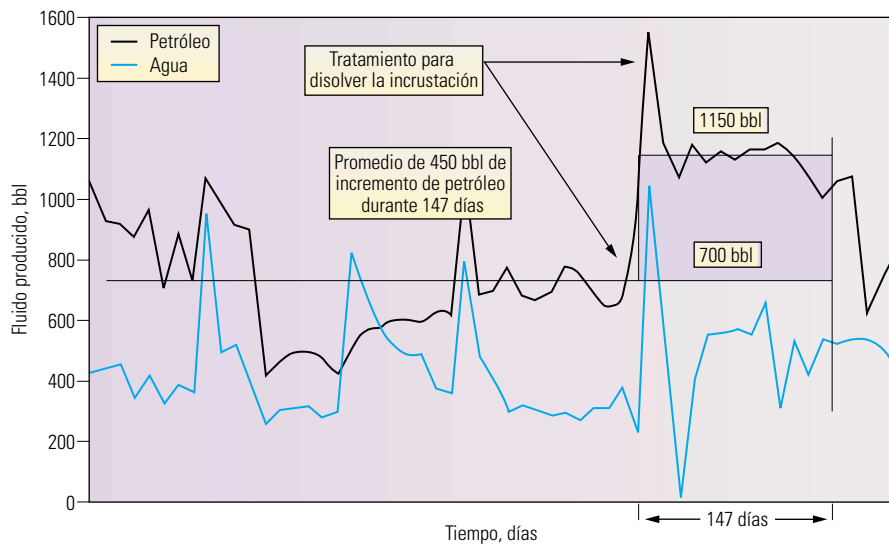
Si bien el ácido clorhídrico es, por lo general, la primera opción como tratamiento de las incrustaciones de carbonato de calcio, la reacción rápida del ácido puede esconder un problema: las soluciones de ácido agotado de subproductos de las incrustaciones constituyen excelentes agentes iniciadores para la formación de nuevos depósitos minerales. Por ejemplo, en el Mar del Norte durante un estudio de campo para evaluar la estimulación de la matriz con ácido, un operador logró interpretar la disminución de sus tasas de producción (página previa, abajo).⁷ Al comparar la historia de producción del pozo del campo Gullfaks antes y después de la estimulación, los ingenieros utilizaron el análisis NODAL para determinar el cambio ocurrido en el daño de la formación. A continuación, se simuló el efecto de cada tratamiento con ácido en diferentes tipos de incrustaciones en cada pozo, para

lo cual se utilizó un simulador de pozo y yacimiento acoplados (véase "Simulador de emplazamiento químico," página 42). En cada caso se comparó el impacto de la remoción de las incrustaciones sobre el daño con los cambios en el mismo derivados de la producción, para evaluar el tipo de incrustaciones y su ubicación. El estudio de campo confirmó que la reprecipitación de carbonatos en los empaques de grava constituía el mecanismo primario de daño que provocaba pérdidas de producción recurrentes en los pozos.

Los químicos que disuelven y quelatan el carbonato de calcio son capaces de romper este ciclo de reprecipitación. El ácido ethylenediaminetetraacetic (EDTA) fue uno de los primeros agentes utilizados para mejorar la remoción química de las incrustaciones y hoy en día se continúa utilizando en diversas formas (abajo).



^Compuesto de quelato de EDTA. Los agentes quelatizantes se utilizan para bloquear los iones indeseables en la solución. Una molécula de EDTA comparte los electrones de los átomos de oxígeno y nitrógeno con los iones de bario, formando un compuesto de quelato de bario y EDTA (arriba). El proceso de quelación puede ayudar a disolver incrustaciones resistentes de sulfato de bario (abajo).



▲ Historia de producción de un pozo en el Mar del Norte. Se observa un elevado nivel de daño debido a incrustaciones de $BaSO_4$ y $CaCO_3$ en los cañoneos y en la matriz cercana al pozo, que fue tratado con éxito, como resultado de lo cual se obtuvo un incremento del 64% en la producción de petróleo durante más de 147 días.

Si bien los tratamientos con EDTA son más costosos y más lentos comparados con el ácido clorhídrico, funcionan bien en incrustaciones que requieren un remedio químico. El EDTA, y sus distintas variantes en estructura química, también resultan efectivos en la remoción de incrustaciones distintas a los carbonatos y han mostrado resultados promisorios en la remoción de sedimentos de sulfato de calcio y compuestos de calcio y sulfato de bario.

Schlumberger acaba de desarrollar un disolvente mejorado basado en el EDTA, denominado U105, como una alternativa económica para la estimulación de la matriz de carbonatos. Este disolvente fue diseñado específicamente para el carbonato de calcio, si bien también resulta efectivo para eliminar incrustaciones de carbonato de hierro y óxido de hierro. Disuelve los carbonatos más lentamente que el ácido clorhídrico y tiene una mayor capacidad de disolución que los ácidos orgánicos tradicionales, como el ácido fórmico y el ácido acético. Una vez que las incrustaciones se disuelven por quelación, no se produce reprecipitación. Este es un disolvente de baja toxicidad, estable a temperaturas inferiores a 250°C [482°F], y no corrosivo sobre la mayoría de los aceros, lo cual lo convierte en un tratamiento sumamente seguro.

Asimismo, se han mejorado otros agentes quelatizantes, en especial para las incrustaciones de sulfatos de bario y de estroncio. Por ejemplo, el U104, basado en un disolvente EDTA que contiene activadores químicos que mejoran la tasa de disolución de las incrustaciones, que ha

resultado efectivo sobre una amplia variedad de incrustaciones incluyendo sulfato de calcio, carbonato de calcio y otros compuestos. En las aplicaciones típicas, estas soluciones se diluyen con agua dulce y se dejan actuar entre 6 y 24 horas.

El grado de efectividad de este nuevo disolvente fue demostrado en un pozo del Mar del Norte que presentaba un elevado nivel de daño debido a incrustaciones en los cañoneos y en la matriz cercana al pozo. El tipo de incrustación fue identificado como un compuesto de sulfato de bario y carbonato de calcio. Se diseñó un tratamiento con U104 para ser bombeado dentro de la formación con un desplazamiento radial promedio de 3 pies [1 m]. El tratamiento fue sobredesplazado con agua de mar inhibida y el pozo se cerró por un tiempo total de inmersión de 18 horas, después de lo cual fue puesto nuevamente en producción (arriba). La producción se incrementó en 450 bpd [72 m³/d], con lo cual en un lapso de 12 días se pudo cubrir el costo de todos los materiales, del bombeo y de la pérdida de producción.

Métodos mecánicos convencionales—Las soluciones mecánicas para eliminar depósitos minerales ofrecen una amplia variedad de herramientas y técnicas aplicables en las tuberías de pozos y en la formación (próxima página). Como ocurre en el caso de los tratamientos químicos, la mayor parte de los métodos mecánicos presenta un rango limitado de aplicabilidad, de manera tal que la selección del método correcto depende del pozo y del tipo de incrustación. Los métodos mecánicos, si bien son variados, se encuentran

entre los más eficientes para la eliminación de incrustaciones de minerales en las tuberías.

Uno de los primeros métodos utilizados fue una derivación del uso de explosivos para hacer vibrar los tubos y desprender las incrustaciones más quebradizas. Los explosivos proporcionaban cargas de alto impacto que podían remover las incrustaciones, pero a menudo dañaban las tuberías y el cemento. Cuando se trató de cambiar el tipo de explosivo o reducir la cantidad de carga explosiva, se determinó que uno o dos cabos de la cuerda de detonación, conocida como cuerda de disparo, proporcionaban la intensidad adecuada.

Las cuerdas de disparo todavía se utilizan, en especial como simples herramientas de diagnóstico, en los casos en que una entrada rápida con cable de acero y detonación durante el flujo puede dar indicios sobre el tipo y la ubicación de las incrustaciones. La experiencia demuestra que si se utilizan algunos cabos de cuerda, detonados por una cápsula electrónica, y lo suficientemente largos como para cubrir la zona de interés, este sistema resulta efectivo para eliminar bloqueos de incrustaciones en perforaciones y capas delgadas de incrustaciones dentro de las tuberías.

Las incrustaciones gruesas, en especial las que se encuentran dentro de las tuberías, por lo general son demasiado resistentes para utilizar este sistema y, debido a que su nivel de porosidad es muy bajo, los tratamientos químicos no resultan efectivos en un lapso de tiempo razonable. Para la eliminación de este tipo de incrustaciones es necesario recurrir a las técnicas utilizadas para perforar rocas y triturar acero. Las mechas de impacto y la tecnología de fresado han sido desarrolladas para funcionar con tuberías flexibles dentro de las tuberías de producción y utilizando distintas mechas cinceladoras y variadas configuraciones de fresado. Como fuente de energía se utiliza, por lo general, un motor hidráulico o una herramienta de impacto de tipo martillo. En los motores, impulsados por fluidos, el movimiento de la mecha responde a la combinación del estator y el rotor. La potencia depende de la tasa de fluido y del tamaño del motor: los motores más pequeños que eliminan incrustaciones dentro de las tuberías, por lo general de 1¹¹/₁₆ pulgadas a 1³/₄ pulgadas de diámetro, proporcionan un torque de entre 100 a 130 lbf-pie.

Dado que las incrustaciones rara vez se depositan en forma pareja sobre las paredes de los tubos, los requerimientos de potencia de fresado varían enormemente. Cuando los motores no cuentan con la potencia necesaria para que la

mecha corte las incrustaciones, se atascan y se detiene el proceso. Como resultado de ello, las tasas de remoción de incrustaciones varían según el tipo de incrustación. En general, éstas oscilan desde 5 hasta más de 30 pies lineales [1,5 m hasta más de 9 m] de incrustaciones eliminadas por hora de trabajo. La variación de la velocidad de fresado depende de que la combinación del motor y la fresadora sea la adecuada para el tipo de incrustación que se desea eliminar. La experiencia demuestra que los motores pequeños y de bajo torque resultan más efec-

tivos cuando se utilizan con fresas de dientes pequeños. Las fresas de dientes más grandes, si bien son más agresivas, no giran bien sobre las superficies con incrustaciones irregulares y los motores pequeños se atascan. Por lo tanto, las fresas con dientes pequeños y menos agresivos cortan más rápido porque los motores sufren menos problemas.

Las herramientas de impacto, como el Hipp Tripper de Baker Oils Tools, son herramientas de movimiento alternativo que trabajan como un pequeño martillo neumático con una mecha rota-

tiva. Hacen impacto sobre las incrustaciones a razón de 300 a 600 veces por minuto y rotan alrededor de 20 veces por minuto, por lo general con un cincel o con una mecha en forma de estrella. Las fresas no se pueden utilizar con estas herramientas porque los impactos producen demasiado daño sobre la superficie de los mismos. Estas herramientas funcionan mejor en depósitos de incrustaciones quebradizas y operan a razón de 10 a 100 pies lineales [3 a 30 m] por hora.

Cuando el acceso pleno a los depósitos minerales se encuentra parcialmente obstruido por razones físicas, como por ejemplo la disminución del diámetro de la tubería o la intercalación de equipamientos de completación, es necesario utilizar herramientas que cuenten con la posibilidad de modificar su diámetro. De no existir esta posibilidad, por lo general, se puede perforar un pequeño orificio—menor que el tamaño del tubo—a través de las incrustaciones y por debajo del punto de restricción, para permitir un aumento del flujo. No obstante, la presencia de residuos de incrustaciones en la superficie de la tubería da lugar a un nuevo crecimiento de los depósitos y dificulta la tarea de los tratamientos inhibidores que tratan de bloquear la nucleación. La forma más efectiva para prevenir un nuevo desarrollo de incrustaciones consiste en que la superficie de acero se encuentre limpia y libre de imperfecciones.

Las herramientas de impacto como los motores y las fresas, en general, necesitan un acceso pleno y rara vez eliminan las incrustaciones totalmente de las paredes de acero. Cuando se encuentran situaciones donde el acceso es parcial, las fresas rectificadoras pueden aumentar el diámetro efectivo moviendo hacia afuera las hojas trituradoras mediante cambios en la presión y la tasa de bombeo. Las fresas rectificadoras resultan efectivas, pero su rendimiento equivale a la mitad de una fresa típica.

Métodos mecánicos con chorros de fluidos— Desde hace varios años se encuentran disponibles algunos sistemas de chorros de fluidos, como el Hydroblast de Halliburton o el sistema RotoJet de BJ-NOWSCO, que se utilizan para eliminar incrustaciones en tuberías de pro-

Herramienta	Descripción	Limpieza de puentes difíciles	Limpieza de accesorios de la tubería	Otras ventajas	Otras desventajas
Limpieza mecánica					
Motor de desplazamiento positivo y fresa	Motor y fresa impulsados por fluidos "Moineau". La fresa remueve los depósitos triturándolos.	✓ Sí. La velocidad de limpieza puede ser muy lenta.		Indicación positiva de limpieza en la superficie. Pequeños cortes hacen más fácil la limpieza del hoyo.	El estator del motor y la fresa son consumibles caros. Límite de ~300°F [150°C]. Incompatible con disolventes de incrustaciones. La fresa puede dañar las tuberías.
Martillo de impacto	Martillo de percusión impulsado por fluidos. Las fuerzas de alto impacto destruyen los depósitos frágiles.	✓ Sí. La velocidad de limpieza puede ser muy lenta.		Indicación positiva de limpieza en la superficie. Herramienta simple y robusta.	El tamaño grande de los cortes hace más difícil la limpieza del hoyo. Incompatible con disolventes de incrustaciones.
Limpieza química					
Herramienta fija de lavado	Herramienta fija con muchas boquillas de diámetros grandes. Normalmente se utiliza sólo con disolventes químicos.		✓ Sí, si el depósito es soluble.	Herramienta simple y robusta.	Se pierde casi toda la fuerza del fluido por la fricción de la circulación. Presión de boquilla baja—no puede remover los depósitos inertes.
Herramienta a chorro rotativo	El torque de rotación lo proveen las boquillas apartadas del eje de la herramienta. No hay control de velocidad.		✓ Sí, si el depósito es soluble.	Herramienta simple. Cobertura completa del pozo al rotar los chorros.	Lanzamiento a chorro ineficiente debido a las altas velocidades de rotación (>5000 rpm).
Herramienta a chorro rotativo	La cabeza de la boquilla rota ~90° cuando se cicla la presión de la tubería flexible. La cabeza posee muchas boquillas de pequeño diámetro para mejorar la cobertura del pozo.		✓		Requiere múltiples corridas de limpieza incrementando el tiempo de trabajo y la fatiga de la tubería flexible. No hay indicación de limpieza en la superficie. Radio de limpieza pequeño debido al pequeño tamaño de las boquillas.
Herramienta a chorro impulsada por turbina	La turbina rota la boquilla con dos boquillas. Freno de corriente parásita controla las rpm.		✓	Cobertura completa del pozo con una amplia fracción de limpieza.	Los abrasivos no se pueden bombear por medio de la turbina. Herramienta compleja.
Herramientas sónicas	Se utiliza para crear pulsos de presión de alta frecuencia que remueven los depósitos mediante ondas de choque o cavitación.		✓ Sí, si el depósito es soluble.	Simple.	La presión hidrostática suprime la cavitación. Las herramientas no son efectivas para remover incrustaciones duras en pruebas de laboratorio.
Herramienta Jet Blaster					
Técnica de remoción de incrustación por explosión	Cabeza de boquilla rotada por dos boquillas apartadas del eje de la herramienta. Freno viscoso controla las rpm.		✓	Cobertura completa del pozo con amplio radio de limpieza.	
Técnica de explosión de puentes	Motor "Moineau" impulsado por fluidos y cabeza de fresa/chorro. Chorros radiales siguen la fresa piloto.	✓	✓	Indicación positiva de limpieza en la superficie.	El estator del motor es un consumible caro. Límite de ~300°F.

^Técnicas mecánicas de remoción de incrustaciones.



▲ Eliminación de incrustaciones de carbonato de calcio con chorros de agua. La tubería de producción recibió un solo chorro de agua a razón de 2,4 pulg./min [1 mm/seg]. Si bien se ha logrado remover los sedimentos de carbonatos, todavía se observa una cantidad remanente considerable.

ducción y cañoneos. Estas herramientas cuentan con varios orificios de expulsión, o bien con una cabeza de expulsión que tiene un mecanismo que le permite cubrir todo el diámetro del pozo. Se pueden utilizar con productos químicos para atacar los depósitos solubles, en aquellos lugares donde la colocación es crítica para prevenir la pérdida de agentes reactivos. El chorro de agua puede resultar efectivo para remover incrustaciones blandas, como halita, y detritos o relleno, pero la experiencia demuestra que es menos efectivo en ciertos tipos de incrustaciones de mayor resistencia, como calcita y sulfato de bario (arriba).

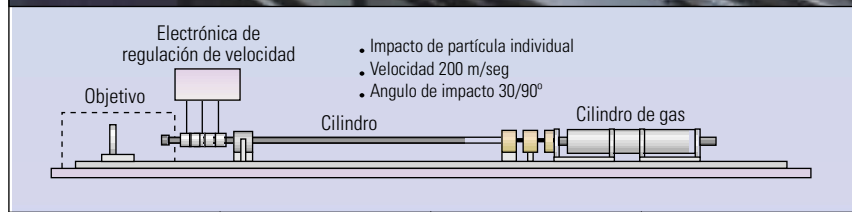
> **Probador de impacto de partículas.** Se construyó este dispositivo con el fin de estudiar y evaluar el mecanismo de daño del material abrasivo sobre las tuberías de acero y sobre el sustrato de las incrustaciones (arriba). Este aparato puede disparar partículas individuales a más de 400 mph [200 m/seg], que impactan en la superficie a ángulos que varían entre 30 y 90°. En las fotografías se puede observar el daño provocado por diversas partículas (abajo). Arena angular y partículas de calcita tienden a excavar el acero, lo cual provoca falla dúctil. Las partículas redondeadas rebotan sobre la superficie del acero, mientras que los fragmentos de vidrio crean cráteres de impacto grandes y profundos que finalmente erosionan la tubería de acero. Las partículas Sterling Beads se astillan en el momento que impactan sobre el acero y crean sólo pequeños huecos que dejan el acero intacto.

A la presión de superficie, el chorro de agua remueve las incrustaciones por cavitación, mediante pequeñas burbujas que aparecen en el chorro de fluido. Estas burbujas se forman por la gran liberación de presión que ocurre cuando el fluido pasa a través de una boquilla. Las burbujas colapsan al chocar contra las incrustaciones, lo cual produce un fuerte—casi explosivo—efecto erosivo. Las investigaciones llevadas a cabo en el Centro de Investigaciones de Schlumberger de Cambridge (Inglaterra) muestran que este proceso de cavitación se detiene prácticamente en el fondo del pozo debido a la presión hidrostática de dicho lugar. Por lo general, las tasas de corte se ven reducidas a razón de cuatro veces o más. Debido a las limitaciones de la presión de bombeo en la superficie cuando se utilizan herramientas de chorro instaladas en tuberías flexibles, no es posible aumentar la presión del fluido lo suficiente como para vencer la presión diferencial en el fondo del pozo.

Lechadas abrasivas—Al agregar una pequeña concentración de sólidos, entre 1 y 5% en peso, a un chorro de agua, se mejora en gran



▲ Eliminación de incrustaciones de carbonato de calcio con chorro de agua abrasivo. La tubería recibió un solo chorro de agua con arena abrasiva a razón de 2,4 pulg./min [1 mm/seg]. Durante el ensayo se mantuvo el chorro en la misma posición durante 3 minutos, y el chorro de arena penetró casi el 80% de la pared del tubo (nivel de daño inaceptable).





▲Tubería sometida a limpieza con abrasivos de partículas de vidrio. La tubería recibió un solo chorro de agua con partículas de vidrio a razón de 1 mm/seg. Las incrustaciones de carbonatos fueron eliminadas. Durante el ensayo se mantuvo el chorro en la misma posición por espacio de 3 minutos y las partículas de vidrio cortaron un agujero hasta una profundidad de casi un 30% de la pared del tubo.

medida su capacidad de atravesar las incrustaciones. Los chorros de agua con arena abrasiva son de uso habitual en la industria de la construcción y la demolición para cortar concreto reforzado, e inclusive en los procesos de desmilitarización para cortar municiones activas sin generar calor o una fuente de ignición. Esta técnica también presenta un mayor rendimiento de corte en las incrustaciones de carbonato de calcio comparado con un chorro de agua pura (página anterior, arriba a la derecha). Lamentablemente el uso de abrasivos como la arena puede causar daños en los tubos de acero. Cuando las incrustaciones se eliminan completamente de la tubería, el chorro abrasivo erosiona el acero con la misma eficiencia con que lo hace con los depósitos minerales. Si ocurre un desperfecto en la herramienta de emisión del chorro, existe un riesgo considerable de que el chorro abrasivo perfora el tubo de acero.

8. Johnson A, Eslinger D y Larsen H: "An Abrasive jetting Removal System," artículo de la SPE 46026, presentado en la Mesa Redonda de Tubería Flexible de la SPE/IcoTA, Houston, Texas, EE.UU., Abril 15-16, 1998.

Un chorro abrasivo capaz de cortar las incrustaciones sin dañar la tubería debe aprovechar la diferencia de dureza entre los depósitos minerales y el acero subyacente. Una de las principales diferencias reside en que el acero tiene tendencia a falla dúctil, mientras que las incrustaciones son quebradizas (página anterior, abajo). Una partícula de arena cortante puede erosionar la superficie de un material dúctil por medio de una acción de corte y acanalado. Por el contrario, una partícula redonda y dura rebota sobre la superficie y elimina sólo un pequeño volumen de acero, dejando un cráter en el lugar del impacto. Las incrustaciones minerales presentan falla quebradiza, de manera que el impacto de una partícula dura fractura las incrustaciones y, en última instancia, produce la desintegración del estrato subyacente. La eliminación de los sedimentos es independiente de la forma de las partículas.

Si se eligen partículas redondas en lugar de cortantes y angulares se facilita la erosión de las incrustaciones y, al mismo tiempo, se reduce el daño sobre las tuberías de acero. Por ejemplo, la compañía Adams Coiled Tubing ofrece un sistema de chorro abrasivo con partículas de vidrio. La herramienta expulsora tiene ocho boquillas fijas que permiten cubrir todo el radio y otros expulsores que apuntan hacia abajo. El sistema es compatible con fluidos espumosos y efectivo sobre todo tipo de incrustaciones minerales. Sin embargo, los cráteres formados por el impacto repetido de las partículas de vidrio pueden terminar provocando fatiga y falla de la superficie de acero (arriba a la izquierda).

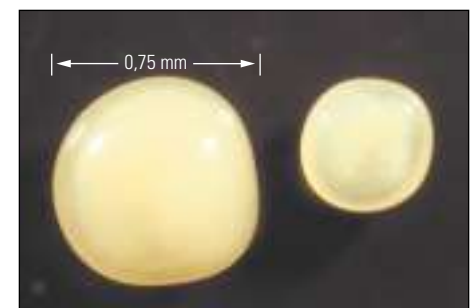
Abrasivos Sterling Beads—Las partículas de vidrio utilizadas para remoción de incrustaciones son mucho más duras que los tubos de acero y pueden provocar un exceso de erosión sobre el metal. Si se reduce demasiado la dureza de las partículas, sólo se logra que sean poco efectivas. Por lo tanto, la dureza deseada es aquella que logra establecer un equilibrio entre minimizar el daño causado sobre el acero y maximizar su efectividad de corte de las incrustaciones. También es importante tener en cuenta otros parámetros, como la friabilidad del material abrasivo. Si bien existen muchas partículas esféricas con la dureza adecuada, con frecuencia tienen baja durabilidad y se rompen con el impacto, lo cual disminuye su poder destructivo sobre las incrustaciones minerales.

En el Centro de Investigación de Schlumberger de Cambridge se realizaron estudios experimentales y teóricos sobre las interacciones físicas entre las partículas abrasivas y los materiales que constituyen habitualmente las



▲Incrustaciones eliminadas con el abrasivo Sterling Beads. El tubo recibió un solo chorro de agua con Sterling Beads a razón de 2,4 pulg./min [1 mm/seg] para eliminar las incrustaciones de carbonatos. Durante el ensayo, se mantuvo el chorro en la misma posición durante 3 minutos, y menos del 2% del acero fue removido de las paredes del tubo.

tuberías. Tomando como base dichos estudios, se propuso un nuevo material abrasivo denominado Sterling Beads.⁹ Este material ofrece la misma capacidad erosiva de la arena sobre incrustaciones duras y quebradizas, mientras que es 20 veces menos erosivo con respecto al acero y no provoca daños en el pozo si se dirige un chorro prolongado sobre un punto determinado (arriba). Las partículas abrasivas son esféricas, muy duras y de baja friabilidad (abajo). Además, son solubles en ácido y no tóxicas, con lo cual se simplifican las tareas de limpieza.



▲Vista microscópica del abrasivo Sterling Beads.

Simulador de emplazamiento químico

Un simulador puede ayudar a diseñar un tratamiento químico efectivo. Por ejemplo, el software StimCADE es un programa de estimulación de un sistema pozo-yacimiento, que incluye tres modelos: pozo, yacimiento y reacción química para la predicción de incrustaciones. Los parámetros que se ingresan comprenden una lista completa de los pozos, las formaciones, los fluidos y las descripciones de los tratamientos químicos. El modelo de pozo resuelve ecuaciones de convección-difusión con respecto al flujo de fluidos a lo largo de la columna de tratamiento (tubería de producción,

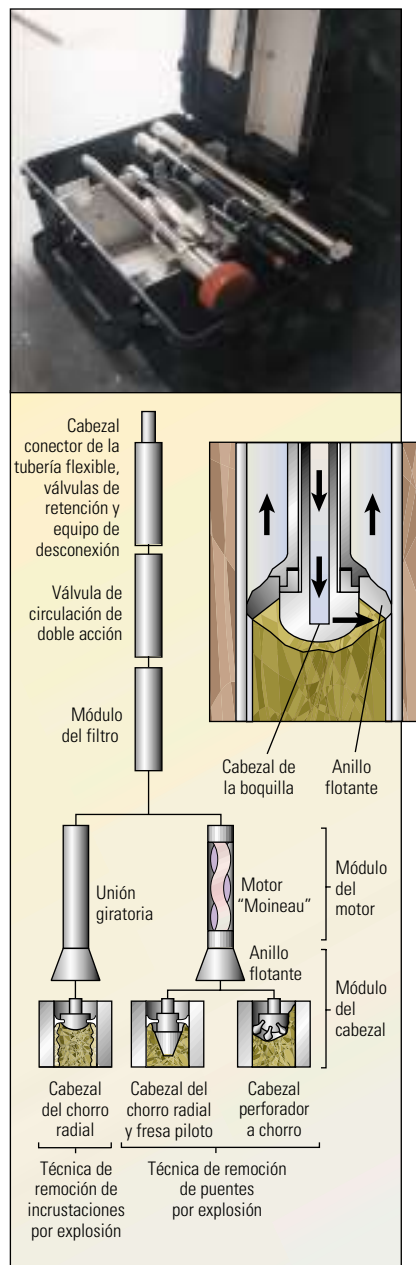
tubería flexible o revestidor) para estimar la presión de fricción durante el bombeo. Al estimar la invasión de los fluidos del tratamiento dentro de la formación en las inmediaciones del pozo, el modelo de yacimiento rastrea la ubicación de los distintos frentes de fluidos dentro del yacimiento. El modelo de reacción química estima la tasa de disolución mineral que sigue las leyes cinéticas de los solventes utilizados y las especies minerales presentes en la correspondiente sección litológica de la formación. La disolución mineral neta se traduce en la reducción del daño para cada tratamiento ácido.

Otras funciones incluyen la capacidad de simular la desviación de un pozo, prever los efectos de agentes divergentes sobre los perfiles de invasión de los fluidos en el yacimiento y simular el flujo de dos fluidos en forma simultánea dentro del pozo—uno por la tubería de producción o la tubería flexible y el otro por el espacio anular. Todas estas funciones permiten prever con mayor precisión la eficiencia de la ubicación de los distintos tratamientos.

Sistema universal de eliminación de incrustaciones minerales—En el Centro de Completaciones de Yacimientos de Schlumberger con sede en Rosharon, Texas (EE.UU.), se ha desarrollado una herramienta expulsora de chorros con cabeza rotativa y controlada por un fluido viscoso. Se conoce con el nombre de Jet Blaster, y las características de las boquillas han sido optimizadas para utilizar abrasivos Sterling Beads (derecha). Esta nueva herramienta rotativa basada en una cabeza expulsora de chorro, combinada con los Sterling Beads, constituye la base de un nuevo sistema de servicios de intervención mediante tuberías flexibles que ha sido diseñado para eliminar incrustaciones en las tuberías de producción. El sistema Blaster Services comprende tres técnicas de eliminación de incrustaciones que se pueden aplicar para tratar una amplia variedad de problemas de este tipo:

- La técnica Scale Blasting combina el uso de Sterling Beads como material abrasivo con la nueva herramienta expulsora para eliminación de incrustaciones duras.
- La técnica Bridge Blasting utiliza una cabeza fresadora y un chorro abrasivo, para los casos en que las incrustaciones obstruyen la tubería por completo.
- La técnica Jet Blasting hace uso de la nueva herramienta de expulsión de chorro con fluidos no abrasivos y se aplica en la eliminación de incrustaciones blandas.

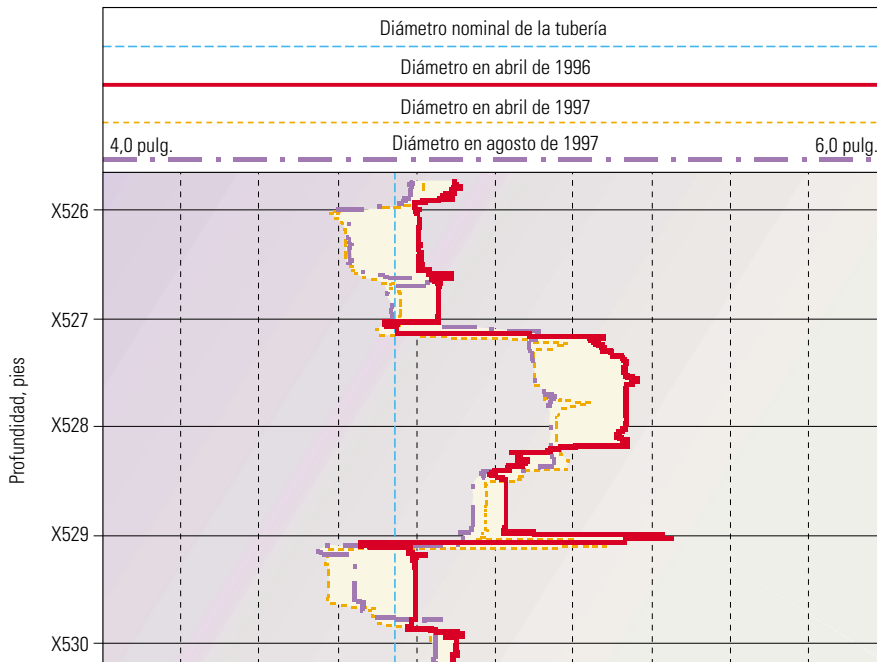
El sistema de eliminación de residuos minerales también incluye un programa para el diseño del proceso, denominado Jet Advisor, que le permite al operador optimizar la configuración de la herramienta expulsora y el tamaño de la boquilla teniendo en cuenta las condiciones del pozo, con el fin de maximizar la potencia del chorro y la



< Herramienta Jet Blaster. En la fotografía superior se observa la caja de herramientas que contiene el sistema de chorro abrasivo tal como llega al pozo. La herramienta subterránea Jet Blaster (diagrama central a la izquierda) incluye conexiones de tubería flexible, válvulas de retención y equipo de desconexión, además de una unidad de circulación de doble acción y un filtro que impide que los residuos presentes en el fluido obturen las boquillas expulsoras. La herramienta convierte la energía del fluido en una rotación a velocidad constante con una cabeza giratoria de velocidad controlada por un fluido viscoso cortante para eliminar las incrustaciones a lo largo de las paredes interiores de los tubos (diagrama central a la derecha). Las fuerzas de reacción provenientes de las dos boquillas apartadas proporcionan un torque cercano a 5 lbf-pie para rotar la cabeza giratoria a velocidades inferiores a 200 rpm. La cabeza expulsora consta de un soporte para la boquilla y un anillo flotante. En las técnicas Jet Blasting y Scale Blasting, el soporte de la boquilla está ensamblado con dos eyectores tangencialmente opuestos (abajo a la izquierda). Las boquillas expulsoras apartadas maximizan el transporte de la energía hidrodinámica hacia el pozo. El anillo flotante permite asentar peso sobre la herramienta, de manera tal que la herramienta avanza sólo si se ha limpiado la totalidad del diámetro mínimo del pozo. En la técnica Bridge Blasting, se puede utilizar un motor de desplazamiento positivo estilo "Moineau" (abajo al centro y derecha) para perforar puentes de incrustaciones en las tuberías. Dicho motor tiene una capacidad de suministrar 150 lbf-pie de torque al módulo de la cabeza a 300 rpm.

9. Tailby RJ, Amor CB y McDonough A: "Scale Removal from the Recesses of Side-Pocket Mandrels," artículo de la SPE 54477, presentado en la Mesa Redonda de Tubería Flexible de la SPE/IcoTA, Houston, Texas, EE.UU., Mayo 25-26, 1999.

10. Para información en el uso de herramientas para remover válvulas recuperables de levantamiento artificial por gas ubicadas en las cavidades de los mandriles: Fleshman R, Harryson y Lekic O: "Artificial Lift for High-Volume Production," *Oilfield Review* 11, no. 1 (Primavera de 1999): 49-63.



▲ Formación de incrustaciones entre abril de 1996 y agosto de 1997. Los registros de calibre de brazos múltiples muestran la acumulación de residuos (sombreado) en el mandril de cavidad lateral superior.

tasa de penetración de la cabeza. El programa también ofrece ayuda respecto a la selección de técnicas abrasivas o no abrasivas. El programa Jet Advisor le advierte al operador cuando existe un riesgo de daño al tubular debido al estancamiento de las cabezas, para lo cual se utilizan programas de análisis de daño al acero, así como adherencia y deslizamiento de la tubería flexible.

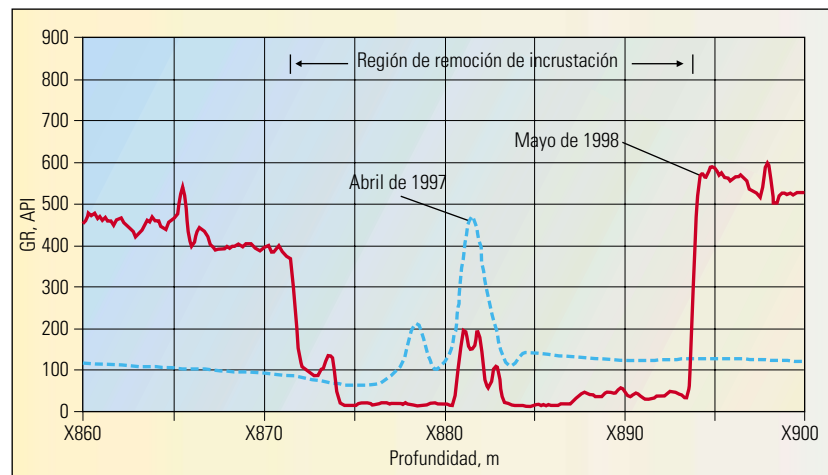
Eliminación de incrustaciones duras—En el caso de las incrustaciones duras, como los sulfatos de hierro, estroncio y bario, tanto los tratamientos de chorro con fluidos no abrasivos como los tratamientos químicos resultan inadecuados. La erosión controlada del abrasivo Sterling Beads ha dado resultados positivos en la eliminación de todo tipo de incrustaciones en las tuberías, incluyendo las incrustaciones más difíciles de sulfato de bario, con tasas de avance promedio de hasta 100 pies/hr [30 m/hr] o más aún. La técnica Scale Blasting constituye una muy buena opción, especialmente cuando se trata de incrustaciones insolubles, desconocidas o de dureza variable. El sistema también proporciona un método seguro para eliminar incrustaciones en los equipamientos de completación que se encuentran en el fondo del pozo. La tasa de penetración (ROP, por sus siglas en Inglés) se controla por medio de un anillo flotante que garantiza la cobertura de todo el diámetro de la tubería con un daño mínimo a la superficie de acero.

La técnica Scale Blasting se utilizó en el Mar del Norte para quitar depósitos duros de sulfato de bario en dos válvulas de levantamiento artificial por gas, identificadas por medio de registros de calibre de brazos múltiples, en un pozo con sistema de levantamiento artificial por gas con varios mandriles (arriba).⁹ La presión de fluencia del pozo disminuyó a medida que se inyectaba agua, y existía la posibilidad de que la presión del gas disponible resultara inadecuada para alcanzar la única válvula activa restante instala-

da en la cavidad lateral del mandril. Si no se hubiera logrado extraer y reemplazar una segunda válvula dañada, se habría abandonado el pozo, dado que el corte de agua se encontraba en aumento y finalmente hubiese conducido a una operación costosa de reacondicionamiento. Los solventes no produjeron el efecto esperado en la eliminación de los depósitos minerales en grado suficiente para permitir que las herramientas de pesca de válvulas llegaran hasta las mismas.¹⁰

En este pozo se utilizó por primera vez en el Mar del Norte, la nueva tecnología de chorro abrasivo transportado dentro de la tubería flexible. Por medio del programa Jet Advisor se calculó cuál sería el tamaño óptimo del anillo flotante, la boquilla y la cabeza de la boquilla, que permitiera eliminar totalmente las incrustaciones duras, además de determinar la concentración óptima de abrasivos y pronosticar las tasas de limpieza.

En primer lugar, se limpió la cavidad lateral del mandril dañado a una velocidad de 100 pies/hr [0,5 m/min]. A continuación, se limpió el otro mandril en operación con el mismo procedimiento. Para evaluar el total de la operación se utilizó la herramienta de pesca de válvulas y se controló la posibilidad de cambiar las válvulas de levantamiento artificial por gas en los mandriles que se habían limpiado. Asimismo se obtuvo un registro de rayos gamma para evaluar la cantidad de depósitos minerales remanentes en la completación (abajo). Se logró extraer y reemplazar la válvula dañada sin inconvenientes. El chorro abrasivo eliminó las incrustaciones perfectamente, sin causar daños en el mandril.



▲ Confirmación de la eliminación de incrustaciones. Se pueden utilizar registros de rayos gamma para indicar la cantidad de depósitos minerales eliminados en el intervalo de 84 pies [22 m] ubicado en el mandril de cavidad lateral. En el registro obtenido en 1997 se observa la presencia de incrustaciones en el mandril inferior un año antes del tratamiento. El registro de 1998 fue realizado después de una operación de limpieza en la zona comprendida entre X872 y X894 m.

Otro caso particular se presentó en Gabón (Africa Occidental), en un pozo completado con una tubería de producción de diámetro variable, donde el operador no podía acceder a cinco mandriles del sistema de levantamiento artificial por gas debido a la existencia de depósitos de sulfato de bario de hasta 1 cm de espesor. El pozo no había producido desde 1994. Las carreras de calibración del cortador mostraban la presencia de incrustaciones en la tubería, bloqueando el acceso a la sección inferior del pozo. La finalidad del trabajo de reacondicionamiento consistía en eliminar las incrustaciones de la tubería, cambiar los mandriles del sistema de levantamiento artificial por gas y lograr el acceso al pozo por debajo de la tubería.

Con anterioridad se habían realizado varios intentos de eliminación de depósitos minerales utilizando métodos convencionales, incluyendo varios motores de desplazamiento positivo (PDM, por sus siglas en Inglés) y carreras de fresado, un martillo de impacto y otro sistema de chorro como complemento de los tratamientos con disolventes, pero ninguno de ellos arrojó resultados positivos. El sistema Scale Blasting aparecía como una alternativa sumamente atractiva, dada su capacidad de eliminar las incrustaciones duras de sulfato de bario bajo una amplia variedad de condiciones. Debido al tipo de completación de diámetro variable, fue necesario utilizar varios tamaños de anillos calibradores y de cabezas de boquillas. El fluido del chorro se formuló con concentraciones convencionales de polímero y Sterling Beads para obtener óptimos resultados de limpieza y penetración.



▲Cabeza fresadora Bridge Blaster. El sistema Bridge Blaster se puede configurar con una cabeza expulsora radial, un anillo flotante y una fresa Reed-Hycalog (izquierda), o bien con boquillas de chorro abrasivo orientadas hacia abajo (derecha), que perforan un hoyo en los puentes de incrustaciones que no se pueden cortar con una fresa de carburo de tungsteno.

El software Jet Advisor optimizó el torque de la cabeza expulsora rotativa y la eficiencia de corte abrasivo utilizando como variables datos de tasas, presiones y viscosidades del fluido a ser bombeado en el pozo cuya desviación alcanzaba los 56°. Para determinar las tasas de bombeo y los niveles de presión de superficie más efectivos se recurrió al software CoilCADE, mientras que el programa CoilLIMIT sirvió para establecer los límites de seguridad de funcionamiento de la tubería flexible.

Como resultado del tratamiento se limpiaron 6500 pies [1981 m] de tubería en un tiempo total de 25,5 horas. Las tasas de penetración promedio fueron de 600 a 900 pies/hr [3 a 5 m/min] en tubos de 3½ pulgadas y de 40 a 100 pies/hr [0,2

a 0,5 m/min] en los mandriles del sistema de levantamiento artificial por gas y en los tubos de 2⅞ pulgadas de diámetro. El éxito obtenido con estos tratamientos, le permitió al operador reemplazar los mandriles del sistema de levantamiento artificial por gas, y el pozo ahora produce 2000 B/D [320 m³/d]. Los mandriles extraídos fueron limpiados en todas las áreas expuestas al pozo y las válvulas no sufrieron daño alguno.

Eliminación de puentes de incrustaciones en las tuberías—Los depósitos minerales que bloquean por completo un tubo se pueden remover con una adaptación especial de la herramienta abrasiva Jet Blaster utilizando la técnica Bridge Blasting. Esta técnica incorpora un PDM de 1,69

	Servicios de explosión	Tiempo de tratamiento, horas	Longitud de la incrustación removida, m	Desviación de la herramienta O.D, mm
Pozo 1	Técnica de remoción de incrustaciones	1,5	1023	54
Pozo 2	Técnica de remoción de incrustaciones	1	45	46,7
Pozo 3	Técnica de remoción de puentes	13	162	46,7
Pozo 4	Técnica de remoción de incrustaciones	4	1108	46,7
Pozo 5	Técnica de remoción de incrustaciones	2,5	28	54
Pozo 6	Técnica de remoción de puentes	7	270	54/45
Pozo 7	Técnica de remoción de incrustaciones	2	511	54
Pozo 8	Técnica de remoción de incrustaciones	1,5	20	46,7

▲Resultados de la eliminación de incrustaciones en el Lago Beaverhill.

11. Crombie A, Halford F, Hashem M, McNeil R, Thomas EC, Melbourne G y Mullins O: "Innovations in Wireline Fluid Sampling," *Oilfield Review* 10, no. 3 (Otoño de 1998): 26-41.

pulgadas de diámetro, modificado especialmente para impedir que los Sterling Beads bloqueen el sello del eje del laberinto de alta presión del motor. El PDM mueve una cabeza que combina las funciones de chorro y de fresado, para lo cual utiliza una fresa de diamante Reed-Hycalog, con la que realiza un pequeño orificio piloto en las incrustaciones (página previa, arriba). Los chorros radiales completan la limpieza. Dado que la cabeza fresadora quita sólo una parte del volumen total de los depósitos minerales, la tasa de limpieza y la confiabilidad de la fresa y del motor son mucho más elevadas si se las compara con los métodos convencionales de limpieza y fresado con PDM.

Un anillo flotante coloca la herramienta en el centro e impide que el fresado dañe las tuberías, lo cual sucede a menudo cuando se utilizan técnicas de fresado convencionales. Cuando se trata de puentes de depósitos duros, se utiliza una cabeza diferente de chorro y perforación si el fresado piloto no alcanza tasas de limpieza aceptables. La cabeza perforadora a chorro utiliza cuatro boquillas de emisión de chorro orientadas convenientemente para perforar a través del puente de depósitos incrustantes, utilizando una lechada de Sterling Beads. Por lo general, para completar el proceso de limpieza hasta llegar al diámetro total de los tubos, es necesario realizar otra pasada con el Jet Blaster giratorio con abrasivos Sterling Beads.

Las incrustaciones de sulfuro de hierro [FeS₂] constituyen un problema especial para BP Amoco en todo el campo sur de Kaybob, ubicado en la formación del lago Beaverhill en Canadá. Los cristalitas de sulfuro de hierro se forman directamente sobre los tubos de acero, a los que se adhieren firmemente, y desencadenan un proceso de corrosión bimetalica o grietas por debajo de los cristalitas. Estos pozos de condensado de gas sulfuroso [H₂S] depositan compuestos de alto peso molecular, como asfalteno, sobre los cristalitas de sulfuro de hierro dentro de la tubería de producción.¹¹

Estas inusuales incrustaciones no se pueden quitar con ácido clorhídrico, surfactantes o agentes quelatizantes, puesto que el asfalteno las protege de la acción de los disolventes. Sólo se pueden eliminar por medio de técnicas mecánicas, o bien eliminando primero las capas de asfalteno con algún medio químico. La experiencia indica que los métodos convencionales de limpieza, incluyendo ácido espumoso, chorro de ácido combinado con solventes orgánicos como el xileno, y perforación, fresado y sacudido de los tubos no dieron la respuesta esperada.

Se evaluó el rendimiento de nuevas técnicas abrasivas a chorro utilizando los abrasivos Sterling Beads en ocho pozos. Para reducir la fricción y mejorar el transporte de los recortes se utilizó agua gelatinosa que contenía como aditivo un bopolímero de xantham. La concentración en peso de Sterling Beads, utilizada en estos pozos, fue del 2,5%. Los tiempos de tratamiento oscilaron entre 1 y 4 horas para seis pozos tratados con la técnica Scale Blasting. En uno de los dos pozos que contenían puentes de incrustaciones y que fue tratado con la técnica Bridge Blasting (página previa, abajo), el tratamiento duró 13 horas. Las tasas de penetración varían de acuerdo con el desplazamiento de la herramienta, la naturaleza de los depósitos, la ubicación de los puentes (en el caso de la técnica Scale Blasting) y las restricciones dentro del pozo. En resumen, en los ocho pozos se lograron eliminar 10.400 pies [3170 m] de incrustaciones en un total de 32,5 horas operativas.

Eliminación de tapones de arena—Cuando los depósitos minerales son blandos, solubles en ácidos o reactivos a los químicos, la técnica no abrasiva Jet Blasting resulta la más eficiente y la más conveniente en materia de costos. La mayor eficiencia del chorro de fluido emitido por una cabeza expulsora optimizada, maximiza la capacidad de limpieza en incrustaciones blandas, cemento fresco y revoque. Otros daños de la perforación y depósitos insolubles se pueden remover utilizando un tratamiento químico en combinación con la limpieza a chorro.

Un operador del sur del estado de Texas tenía dificultades para eliminar tapones de arena en un pozo con tres zonas estimuladas por fracturamiento hidráulico, que se encontraban aisladas por tapones de arena. Cada uno de ellos estaba recubierto por un tapón de sílice en polvo para proveer un mejor sello a la presión. Se utilizó un motor de perforación con una fresa para tratar de limpiar los tapones de arena. El primero fue eliminado con todo éxito, pero la herramienta se gastó por completo después de limpiar 2 pies [0, 6 m] del segundo tapón. Una segunda fresa logró perforar otros 5 pies [1,5 m] antes de gastarse completamente (abajo). El tapón cubierto con polvo de sílice estaba aplastado y comprimido debido a la presión ejercida durante la estimulación por fracturamiento hidráulico, y formaba un relleno resistente.

Se recurrió al programa Jet Advisor para seleccionar, en base a las condiciones específicas del pozo, el tamaño adecuado de boquilla a ser utilizado por la técnica Jet Blasting. Los componentes y los tamaños de la cabeza se basaron en la completación del pozo y en el material de relleno. El fluido del chorro estaba compuesto por agua con un 2% de cloruro de potasio [KCl] con reductor de fricción, agente espumante y nitrógeno [N₂]. El tratamiento dio como resultado una tasa de limpieza de 420 a 600 pies/hr [2 a 3 m/min]. Tanto los tapones como el polvo de sílice fueron eliminados del pozo en menos de un día, con lo cual el operador evitó los costos del equipo de reacondicionamiento y de la pérdida de producción durante cinco días.



▲ Cabeza pulidora gastada por el polvo de sílice.

Cómo evitar la formación de incrustaciones

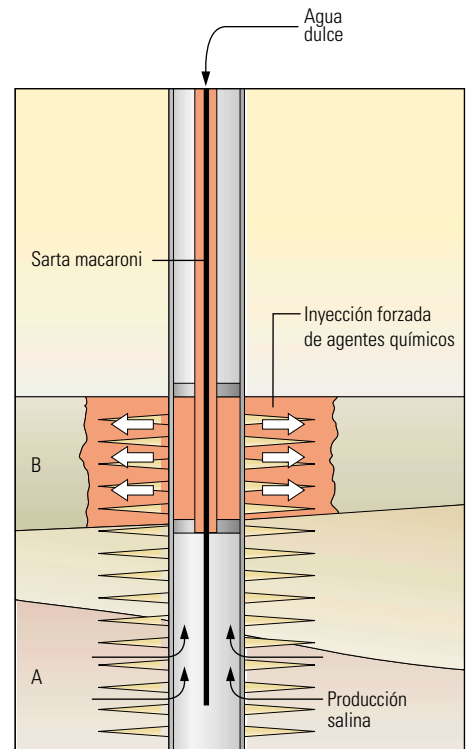
El costo directo de quitar las incrustaciones de un pozo puede alcanzar los 250.000 dólares, a lo que hay que agregar el costo de la producción demorada, que resulta aún más elevado.¹² Así como en la práctica médica se dice que es mejor prevenir que curar; mantener los pozos productores en buen estado constituye, en definitiva, la forma más eficiente de producir hidrocarburos. En la mayoría de los casos, para mantener la productividad de los pozos se prefiere utilizar el método de inhibición química como medio para prevenir la formación de incrustaciones. Las técnicas de inhibición pueden variar desde métodos básicos de dilución, a los más avanzados y efectivos inhibidores que actúan antes de que se inicie el proceso.

La dilución se utiliza, por lo general, para controlar la precipitación de halita en pozos con alto grado de salinidad. La dilución reduce la saturación en el pozo enviando agua dulce en forma continua a la formación, y constituye la técnica más simple para prevenir la formación de incrustaciones en la tubería de producción. Requiere la instalación de lo que se conoce como sarta macaroni (un tubo de diámetro inferior a 1½ pulgadas) a lo largo de la tubería de producción (derecha).

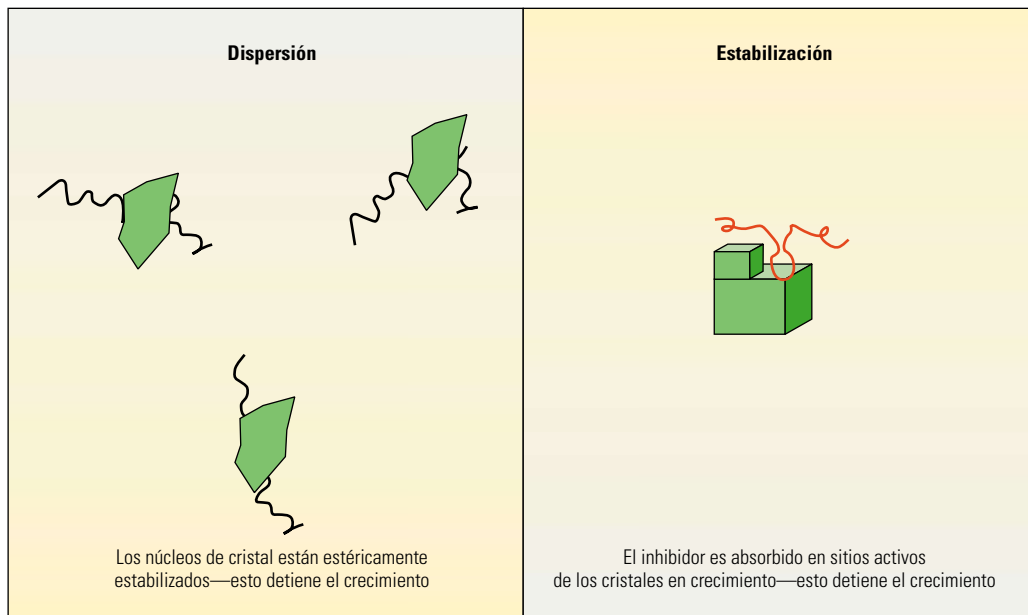
Además de la dilución, existen literalmente miles de inhibidores de incrustaciones para distintas aplicaciones, que abarcan desde los ter-

motanques hasta los pozos de petróleo. La mayoría de estos químicos bloquean el desarrollo de las partículas minerales atacando el crecimiento de los núcleos de las incrustaciones. Algunos químicos quelatan o paralizan los reactivos que se encuentran en forma soluble. Ambos enfoques pueden resultar efectivos, si bien cada uno de ellos requiere una aplicación cuidadosa dado que los tratamientos son poco tolerantes a los cambios en el sistema de producción. Los inhibidores quelatizantes bloquean la precipitación o el desarrollo de residuos minerales sólo para un cierto y limitado nivel de sobresaturación. Se producen perturbaciones en el equilibrio, aún en sistemas protegidos, lo cual permite la precipitación de los residuos. Dado que los agentes quelatizantes consumen los iones de residuos en proporciones estequiométricas, el uso de los quelatizantes como inhibidores resulta poco adecuado, desde el punto de vista de su eficiencia y conveniencia económica.

Por el contrario, los inhibidores de iniciación interactúan químicamente con los sitios de nucleación de cristales y reducen de manera sustancial las tasas de desarrollo de los cristales. En efecto, con el uso de este tipo de inhibidores la formación de residuos minerales desciende a concentraciones que resultan aproximadamente 1000 veces menores respecto de una proporción estequiométrica equilibrada¹³, con lo cual disminuye considerablemente el costo del tratamiento.



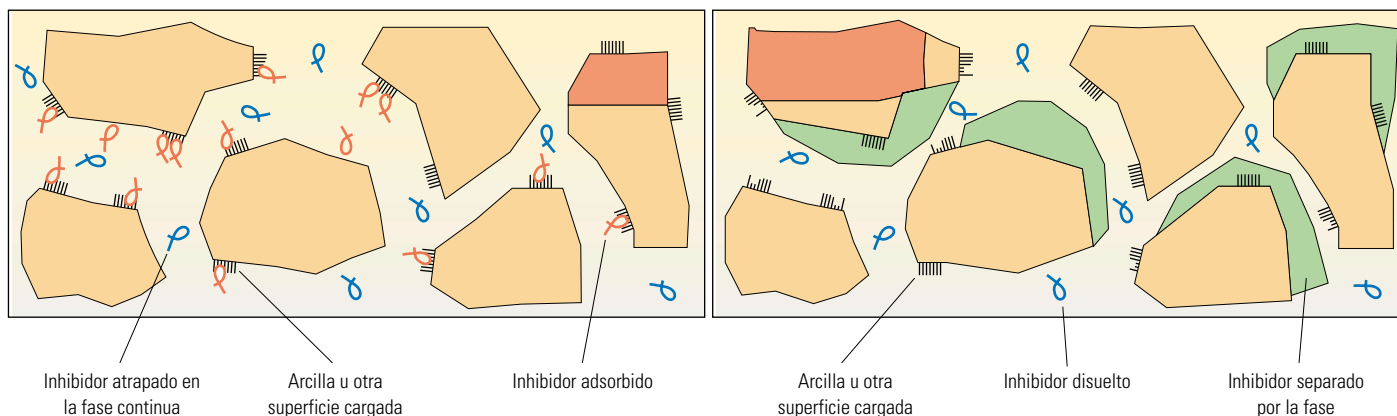
^Sarta macaroni. La sarta macaroni de diámetro reducido, también llamada spaghetti o capilar, transporta los fluidos y los químicos dentro de los pozos en producción. Lleva los químicos cerca del intervalo, como se observa en la zona A, que produce el fluido que necesita tratamiento. En la zona B aparece el inhibidor que se introduce periódicamente en la formación.



^Dispersión y estabilización. La dispersión (izquierda) impide que los pequeños cristales de minerales se adhieran a las paredes de la tubería de producción y a otras partículas de cristales. Los estabilizadores químicos modifican la estructura de las incrustaciones de modo de prevenir la adherencia de otros cristales.

Adsorción del inhibidor

Precipitación del inhibidor con separación de fase



^Adsorción y precipitación. Los inhibidores de incrustaciones proveen la mejor vida útil del tratamiento cuando se los retiene en la formación, ya sea por adsorción a las paredes de los poros (*izquierda*), o bien por precipitación en el espacio de los poros (*derecha*).

La mayoría de los inhibidores son compuestos de fosfato: polifosfatos inorgánicos, ésteres de fosfato orgánico, fosfonatos orgánicos, aminofosfatos orgánicos y polímeros orgánicos. Estos químicos minimizan la incrustación de minerales, mediante una combinación de dispersión de cristales y estabilización de los residuos ([página previa](#), [abajo](#)).¹⁴

Vida útil del inhibidor—Los inhibidores de incrustaciones son retenidos en la formación por adsorción a las paredes de los poros o precipi-

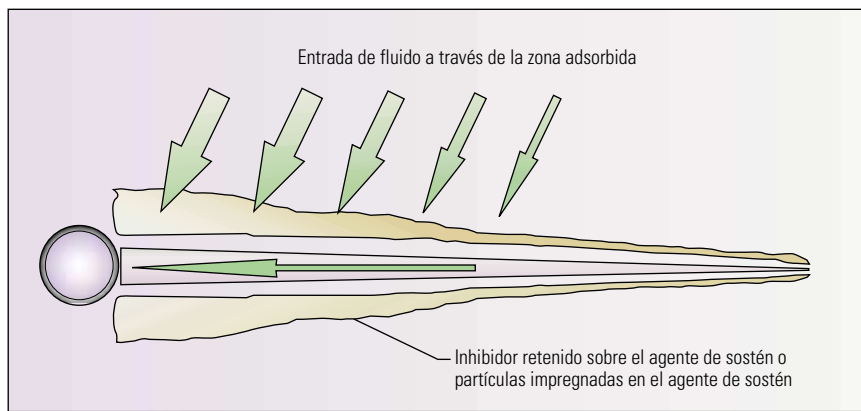
tación en el espacio de los poros. La adsorción es más efectiva en las formaciones de areniscas ([arriba](#)). La vida útil del tratamiento depende fundamentalmente de la química de la superficie, la temperatura y el pH del líquido que se encuentra en contacto con la formación, y ocasionalmente es inusualmente corta (de 3 a 6 meses), debido a que la capacidad de adsorción de las rocas de formaciones es limitada bajo las condiciones de los yacimientos.¹⁵ Bajo ciertas condiciones especiales, como formaciones con elevada capacidad de adsorción y bajas tasas de producción de agua, puede ocurrir que duren hasta dos años.

Normalmente, la vida útil del tratamiento es de más de un año en el caso de los tratamientos diseñados adecuadamente, en los cuales la precipitación actúa como mecanismo de retención del inhibidor, aunque se encuentren tasas elevadas de producción de agua.¹⁶ Por ejemplo, se sabe que los inhibidores de fosfatos y ácido fosfinocarboxílico son algunos de los que previenen la formación de carbonato de calcio. Los iones de calcio a menudo son liberados cuando los inhibidores se colocan en formaciones de carbonatos y la precipitación constituye el mecanismo dominante de retención a largo plazo en las formaciones de carbonatos. En los yacimientos que por naturaleza no contienen suficiente calcio soluble para precipitar el inhibidor, a menudo se bombea una salmuera con cloruro de calcio para inducir la precipitación del inhibidor y extender la vida útil del tratamiento.¹⁷

Para prolongar la vida útil del inhibidor se pueden bombear grandes volúmenes del mismo en las profundidades de la formación, de forma tal que se encuentre expuesto y absorbido por una superficie extensa. Este sistema no siempre da resultados positivos, porque el hecho de forzar inhibidores a base de agua en zonas de petróleo puede provocar un cambio temporal en la mojabilidad de la formación, lo que hace que los tiempos de recuperación de producción se vuelvan excesivamente prolongados. Es necesario contar con otros inhibidores solubles en petróleo que no provoquen que la roca de la formación se vuelva húmeda. Se están ensayando nuevos fluidos inhibidores que se basan en el punto crítico de mojabilidad de la roca. Estos fluidos hacen que la roca del yacimiento se vuelva "super húmeda," lo cual permite un mayor grado de retención del inhibidor y una vida útil de protección más prolongada.

Los programas disponibles en el mercado, como el Squeeze-V desarrollado en la Universidad Heriot-Watt de Edinburgo (Escocia), simulan la retención y liberación de inhibidores por adsorción o precipitación. Este programa se utiliza para optimizar las concentraciones de los inhibidores, los volúmenes de tratamiento y colchones de desplazamiento para maximizar la vida útil del inhibidor. También se puede utilizar para ajustar el historial de los tratamientos previos como parte de una estrategia global de mejora continua en el manejo de las incrustaciones.

12. Wigg H y Fletcher M: "Establishing the True Cost of Downhole Scale Control," artículo presentado en la Conferencia Internacional de Soluciones a las Incrustaciones, Aberdeen, Escocia, Noviembre 20-21, 1995.
13. Rosenstein L: "Process of Treating Water," Patente de EE.UU. No. 2,038,316 (Abril 21, 1936). Esta patente que data de 1936 en EE.UU., es una de las primeras referencias sobre inhibidores de iniciación de incrustaciones.
14. Nancollas GH, Kazmierczak TF y Schuttringer E: "A Controlled Composition Study of Calcium Carbonate Growth: The Influence of Scale Inhibitors," *Corrosion-NACE* 37, no. 2 (1981): 76-81.
15. Browning FH y Fogler HS: "Precipitation and Dissolution of Calcium Phosphonates for the Enhancement of Squeeze Lifetimes," *SPE Production & Facilities* 10, no. 3 (Agosto de 1995): 144-150.
Meyers KO, Skillman HL y Herring GD: "Control of Formation Damage at Prudhoe Bay, Alaska, by Inhibitor Squeeze Treatment," artículo de la SPE 12472, presentado en el Simposio de Control de Daño de la Formación, llevado a cabo en Bakersfield, California, EE.UU., Febrero 13-14, 1984.
16. Martins JP, Kelly R, Lane RH, Olson JB y Brannon HD: "Scale Inhibition of Hydraulic Fractures in Prudhoe Bay," artículo de la SPE 23809, presentado en el Simposio Internacional sobre Control de Daño de la Formación de la SPE, llevado a cabo en Lafayette, Louisiana, EE.UU., Febrero 26-27, 1992.



Correcta ubicación del inhibidor—En última instancia, la eficacia del tratamiento se basa más en la prevención de las incrustaciones que en la vida útil del inhibidor. La correcta ubicación del mismo constituye un factor esencial en el desempeño de un tratamiento de bombeo forzado del inhibidor. Si el inhibidor se introduce en la formación en forma indiscriminada, habrá un exceso de tratamiento en las zonas depletadas y en las de alta permeabilidad, y resultará escaso en

zonas de alta presión y de baja permeabilidad. Por lo tanto, se considera conveniente colocar los inhibidores en formaciones heterogéneas utilizando las mismas técnicas empleadas para controlar el emplazamiento de ácidos. De hecho, resulta sumamente ventajoso combinar ambos tipos de tratamientos (ácidos e inhibidores) para garantizar que el inhibidor esté controlado junto con el ácido. Se debe controlar que el pH del ácido no supere el nivel requerido para la precipitación del inhibidor.¹⁸

Integración del inhibidor con la estimulación por fracturas—La protección de las fracturas con agente de sostén contra la formación de incrustaciones de minerales depende en gran medida del correcto emplazamiento del inhibidor. Las zonas de la fractura que quedan sin tratar podrían verse dañadas de manera irreversible cuando los residuos minerales en el agente de sostén entran en contacto con los solventes de incrustaciones. Como resultado de ello, se han hecho esfuerzos para bombear inhibidores en el fluido de fracturación, con lo que se garantiza la cobertura del agente de sostén.¹⁹

<Estimulación por fracturación hidráulica con emplazamiento del inhibidor. La colocación del inhibidor con alto grado de eficiencia se logra bombeando el inhibidor en el fluido de fracturación durante el tratamiento de fracturación. El inhibidor queda retenido en la formación por adsorción en la zona de pérdida, o por precipitación sobre el agente de sostén. A medida que el agua de formación atraviesa la zona de absorción del inhibidor, disuelve suficiente cantidad de inhibidor como para impedir que el agua precipite en las fracturas y en el pozo.

Schlumberger ha implementado otro sistema de liberación del inhibidor, denominado sistema ScaleFRAC, que combina en un único paso un tratamiento inhibitor de incrustaciones con un tratamiento de fracturación, para lo cual se utiliza un nuevo inhibidor líquido compatible con los fluidos de fracturación. El inhibidor de incrustaciones se coloca por bombeo en toda la fractura rellena con agente de sostén durante las etapas de prelavado y emplazamiento de arena del tratamiento de fracturación (arriba). Con este nuevo sistema se elimina la inyección forzada, que se debía realizar inmediatamente después del tratamiento de estimulación por fracturamiento hidráulico y, además, se evita el problema de la lenta recuperación de la producción de petróleo provocada por los cambios de mojabilidad resultantes de las inyecciones forzadas convencionales.

Este nuevo sistema de liberación del inhibidor ha sido utilizado ampliamente en la Pendiente Norte de Alaska y también encontró aplicación en el Mar del Norte y en la Cuenca Permian. Los resultados obtenidos en la Cuenca Permian demuestran, por ejemplo, que las concentraciones del inhibidor en el agua producida se mantienen por encima de los valores críticos necesarios para impedir la formación de depósitos minerales por un lapso de tiempo mucho más

17. Véase Meyers et al, referencia 15.

18. Crowe C, McConnell SB, Hinkel JJ y Chapman K: "Scale Inhibition in Wellbores," artículo de la SPE 27996, presentado en el Simposio de Ingeniería de Petróleo, celebrado en ocasión del Centenario de la Universidad de Tulsa, Oklahoma, EE.UU., Agosto 29-31, 1994.

19. Powell RJ, Fischer AR, Gdanski RD, McCabe MA y Pelley SD: "Encapsulated Scale Inhibitor for Use in Fracturing Treatments," artículo de la SPE 30700, presentado en la Conferencia Anual de la SPE, celebrada en Dallas, Texas, EE.UU., Octubre 22-25, 1995. Véase también Martins et al, referencia 16.

20. Webb P, Nistad TA, Knapstad B, Ravenscroft PD y Collins IR: "Economic and Technical Features of a Revolutionary Chemical Scale Inhibitor Delivery Method for Fractured and Gravel Packed Wells: Comparative Analysis of Onshore y Offshore Subsea Applications," artículo de la SPE 39451, presentado en el Simposio Internacional sobre Control de Daño de la Formación de la SPE, llevado a cabo en Lafayette, Louisiana, EE.UU., Febrero 18-19, 1998.

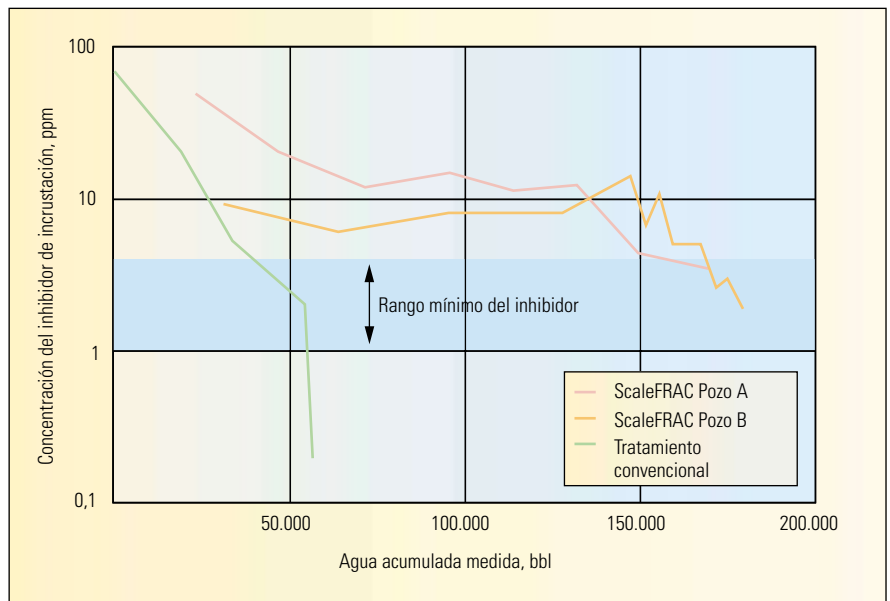
prolongado que los tratamientos convencionales (abajo). El nuevo tratamiento, que integra el inhibidor y la fracturación, proporciona una respuesta más duradera de la fractura debido a un mejor emplazamiento del inhibidor. Además, se simplifica la logística del pozo, ya que se combinan los tratamientos de inyecciones forzadas e inhibidor y, al no ser necesario el cierre del pozo para permitir la adsorción o la precipitación del inhibidor en la formación, se reinicia la producción del pozo en menor tiempo.

La empresa AEA Technology acaba de desarrollar en Inglaterra un nuevo agente de sostén cerámico poroso, que se impregna con el inhibidor de incrustaciones para luego utilizarlo en tratamientos de fracturación hidráulica.²⁰ La novedad de este producto consiste en que la sal del inhibidor que se utiliza habitualmente en los pozos petroleros precipita de manera tal que llena la porosidad de un agente de sostén cerámico de bajo peso. El agente de sostén cerámico lleno se puede luego sustituir por una fracción del agente de sostén original en el diseño del tratamiento de fracturación. Durante la producción, toda corriente de agua que fluya sobre la superficie del agente de sostén impregnado provocará la disolución del inhibidor, protegiendo el pozo contra los depósitos minerales provenientes del agua. El mecanismo de liberación del inhibidor es la disolución del mismo desde los poros intersticiales de los granos de cada agente de sostén. De esta forma se evitan pérdidas de inhibidor por atrapado de fase. Una vez disuelto todo el inhibidor, el sustrato cerámico continúa actuando como agente de sostén.

Conclusión

En los últimos años, se han realizado importantes avances en el control y el tratamiento de las incrustaciones minerales. Hoy en día, los operadores tienen acceso a una variedad de productos químicos y mecánicos concebidos para eliminar las incrustaciones e impedir su desarrollo. Los adelantos tecnológicos con respecto al emplazamiento, la química del yacimiento y los fluidos inteligentes ofrecen más opciones efectivas en términos económicos para lograr la inhibición química y la limpieza en la formación. Los desarrollos en los servicios de remoción de incrustaciones minerales, que incorporan nuevos materiales abrasivos, proporcionan métodos rápidos y confiables de limpieza de tuberías sin riesgos para los tubos de acero.

Cada una de las nuevas tecnologías mejora un aspecto del control de las incrustaciones minerales en el pozo. Combinadas, estas nuevas tecnologías forman parte del proceso de manejo de las incrustaciones, mediante el cual se pueden aplicar métodos de control para identificar el inicio de las condiciones favorables para la formación de incrustaciones y desarrollar la estrategia óptima para reducir los problemas de pérdida de producción y gastos de reparación. La estrategia puede incluir elementos de prevención y limpieza periódica. Los ingenieros que trabajan en aquellos yacimientos proclives a la formación de incrustaciones aprecian cada nuevo adelanto tecnológico que puedan utilizar para combatirlos. —RCH



▲ Retención del inhibidor. Los datos de elución del inhibidor medidos en dos pozos tratados con el sistema ScaleFRAC muestran que las concentraciones del agente inhibidor en el agua producida se mantuvieron por encima del valor crítico (habitualmente entre 1 y 5 ppm) para impedir la formación y el desarrollo de incrustaciones. Los pozos A y B tratados con la nueva técnica de emplazamiento del inhibidor produjeron agua libre de residuos por un período mucho más prolongado que aquellos que fueron sometidos a tratamientos convencionales.