RESUMEN PARA EL CICYT

ESTUDIO DE PROBLEMAS DE INCRUSTACIONES Y EVALUACION DE QUIMICOS ANTI-INCRUSTANES EN NUCLEOS SELECCIONADOS PARA DISEÑOS DE TRATAMIENTOS TIPO "SQUEEZE" A LAS ARENISCAS U Y T DEL CAMPO SHUSHUFINDI.

Ing. Armando E. Larrea Idiarte[1], Ing. Kleber G. Malavé[2]

[1] Ingeniero de Petróleos 1999
[2]Ingeniero de Petróleos 1975, Director de Tesis, Escuela Superior Politécnica del Litoral 1975, Postgrado de la Universidad del Zulia, Venezuela, Profesor de la ESPOL desde 1975; Ing. De Producción, Petroproducción desde 1992.

RESUMEN

Este artículo trata del problema de incrustaciones en la industria petrolera que constituye un serio problema en pozos geopresurizados, en este caso los de petróleo o gas. El área objeto del estudio es el campo Shushufinidi que presenta aguas de tendencia incrustante de carácter agresiva desde sus formaciones productoras, especialmente la arena Napo T, que depositándose en cualquier punto del sistema origina pérdidas de producción. Se detallan las clases de incrustaciones, los tipos de químicos para remoción e inhibición. En este trabajo se analizó los 35 pozos productores de U y T . De ellos se seleccionó 4 pozos para diseños de tratamientos "squeeze" en función del número de limpiezas ácidas, consumo de inhibidores, muestras de incrustaciones y aumento gradual de corte de agua.
La inyección de inhibidores de incrustaciones en una formación es la técnica usada más común para prevenir la formación de incrustaciones durante la producción de petróleo o gas. El éxito de un tratamiento "squeeze" a menudo es determinado por el tiempo de efectividad para inhibir incrustaciones en un

sistema yacimiento y su tiempo de acción es dirigido por mecanismos de liberación/retención en el yacimiento. El uso de núcleos de las areniscas U Y T del campo Shushufindi se utiliza para el estudio de la isoterma de adsorción en un tratamiento forzado.

INTRODUCCION

Cuando un pozo de petróleo o gas produce agua o utiliza un sistema de inyección de agua para mejorar el recobro, hay la posibilidad de que se forme una incrustación.

La incrustación es la *precipitación "in situ"* de minerales inorgánicos previamente disueltos en el agua.

Los cristales inorgánicos duros pueden desarrollarse en tuberías de trabajos, tantos en superficie como en el fondo o dentro del espacio poroso de la misma formación.

La depositación de incrustación tiene el efecto de reducir los caudales de producción debido al taponamiento de los poros de la formación, fracturas y/o disparos. Adicionalmente reduce el diámetro del "tubing" y de las tuberías de flujo superficiales.

La formación de incrustación también origina accidentes de seguridad operacional cuando se deposita en válvulas de seguridad de superficie y de fondo. Además, una variedad de problemas como atascamiento de bombas eléctricas sumergibles y la imposibilidad de trabajar con "wireline". Es costosa debido a los gastos directos incurridos para su tratamiento o prevención.

El tratamiento"squeeze" es una técnica utilizada para colocar un fluído a presión en una formación

CONTENIDO

Entre las sales más comunes encontradas en un sistema geopresurizado están el carbonato de calcio, carbonato de hierro, hidróxido de zinc, óxido de hierro, sulfato de calcio, sulfato de bario, sulfato de estroncio, silicato de magnesio, fosfato de calcio y fosfato de zinc.

Control de la Incrustaciones

Las incrustaciones pueden ser controladas en los pozos con levantamiento eléctrico, neumático e hidráulico, chequéandose cartas de amperaje en el caso de levantamiento por bombeo eléctrico, cartas de presión Barton en “gas- lift” y en levantamiento hidráulico por medio del medidor de flujo. La incrustación de $CaCO_3$ es la más común en SSFD.

El ácido clorhídrico es genralmente utilizado en la remoción del carbonato de calcio, pero existen actualmente en el mercado ácidos inhibidos que producen baja corrosividad.

Fig. 1 Algunas reacciones que se generan.

Una de las formas más convenientes de realizar limpiezas ácidas es utilizando la unidad de “coiled tubing” que a continuación se detalla en la Fig.2.

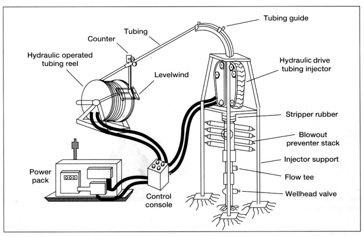


Fig. 2 Unidad de “coiled tubing” y sus componentes

Los inhibidores de incrustaciones

Los inhibidores más usados son los fosfatos orgánicos o fosfonatos, polímeros orgánicos y la última generación de fosfino carbónico o fosfino carboxilicos. Cada miembro de esta familia de inhibidores tiene su forma de prevenir la formación de incrustaciones. Los fosfonatos son inhibidores eficientes para trabajar hasta los 125 °C. Sus limitaciones se deben a incompatibilidades con formaciones concentradas con salmueras y de altos niveles de calcio. Para sistemas que trabajan a grandes temperaturas o contienen altas concentraciones de calcio, existen en el mercado varios inhibidores de polímeros como los policarboxilatos, sulfonatos polivinílicos o copolímeros sulfonados. Se estabilizan a 170°C y soportan demandas superiores a los 250°C. Se necesita realizar ensayos de compatibilidad y rendimiento en el agua de formación para cualquier campo o pozo.

La adsorción efectiva sobre la roca de formación se ha mejorado por el uso de polímeros como también de preflujos optimizados, los cuales precondicionan la matriz de la formación.

Tres son los tipos utilizados de inhibidores de escala, que poseen la propiedad común de no permitir la formación de incrustaciones:

- Ester Fosfatos
- Polímeros (poliacrilamidas)
- Fosfatos

Los ensayos en núcleos

Análisis de químicos antiincrustantes a core plugs de formaciones de pozos candidatos.

Para el presente estudio tomaremos núcleos de disponibles 1” de diámetro en los siguientes pozos:

SSF-74 (T), SSF-77(U y T), SSF-90 (U), SSF86(U y T).

Preparación del núcleo

El núcleo se coloca en el portanúcleo a una presión de aproximadamente 40 bar de entrada y 2 bar de salida. Se hace fluir diclorometano a 0.4 ml/min por al menos 4 horas, seguido de metanol con el objeto de remover cualquier presencia de hidrocarburos.

Después se desplaza nitrógeno a través del núcleo por 2 horas a 70°C para remover el metano y secar el núcleo. El núcleo es entonces evacuado usando una bomba al vacío. La presión fue chequeada usando un presurizador de mercurio. Al vacío, el agua de formación en inyectada en el core a 0.4 ml/min hasta que la linea de presión se incrementa a 10 bar. El consumo de líquido, corregido por volúmenes muertos, es igual al volumen del poro.

Diseño de la prueba

Las pruebas petrofísicas de rutina tales como: permeabilidad al petróleo, porosidad y análisis de difracción de Rx se realizan para conocer las características del yacimiento y su composición mineral. Adicionalmente el SEM (Scanning Electron Microscopy) se utiliza para caracterizar la estructura microcristalina del poro antes y después del contacto con el inhibidor de incrustación.

Estudios de adsorción realizados en núcleo selecccionados

Se realizó el estudio a los núcleos seleccionados, núcleo del SSF-74, perteneciente a la arena T y el núcleo del pozo del SSF-90, perteneciente a la arena U; inyectando agua sintética de acuerdo al análisis de agua de formación, descrita en la tabla I.

Aparatos experimientales y procedimiento

La fig. 3 es un diagrama esquemático del equipo usado para llevar a cabo el experimento. Los núcleos tienen una medida de 1” de diámetro y una longitud de 1 ½”. El inhibidor se bombea a través del núcleo con una unidad de bombeo. Las soluciones de inhibidor se almacenan en un acumulador de acero inoxidable de donde pueden ser desplazadas por agua desionizada y pasadas a través del núcleo. Transductores de presión se colocaron en varias posiciones debajo de la longitud del núcleo para medir presión. Un filtro de 0.22 μm se ubicóantes del primer transductor para la recolección de partículas extrañas. El efluente del núcleo se recogió en un colector fraccional.

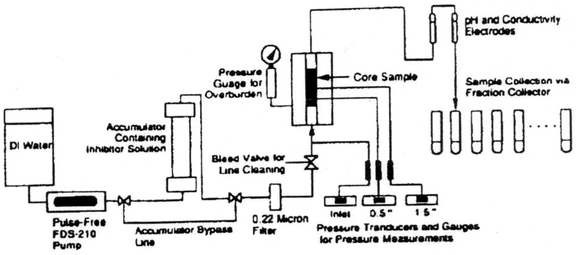


Fig. 3 Equipo normalizado API para ensayos en “cores”

La fig 4 muestra el procedimiento usado para inundar el núcleo. Primero, el núcleo fue saturado con agua desionizada para determinar su permeabilidad inicial. Luego, la solución DTPMP-calcio se inyecta en el núcleo hasta una saturación completa (3 a 5 VP), es seguido por una inyección de un volumen de agua de formación igual a los volúmenes muertos en la tubería del equipo y accesorios entre la bomba y el núcleo. Las soluciones inhibidores se guardan en el núcleo por 1 día a 90°C. Después el agua de formación se inyecta en el núcleo a una tasa de 1 ml /min en dirección de flujo reversado hasta que el efluente alcance un mínimo crítico. Los efluentes se muestran continuamente usando un automuestreador. La caída de presión sobre el núcleo se registra frecuentemente para chequear si ha habido un incremento de presión.

Los tratamientos de precipitación de “squeeze” fueron realizados al inyectar una solución supersaturada de DTPMP y calcio en el medio poroso simulando las condiciones del yacimiento. Las soluciones fueron   preparadas al mezclar 30 mL de 5% DTPMP con 72.9 mL d de 0.1- M Ca^{+2} (1:1 relación molar)y ajustable a un pH de 1.5.

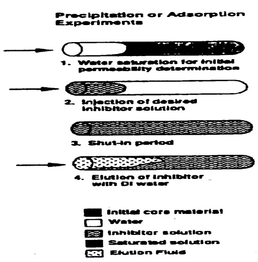


Fig. 4 Procedimiento de inundación del “coreplug”

Resultados Experimentales

Los gráficos de los resultados de estos experimentos se presentan como concentración del inhibidor (DTPMP) vs. Los VP del fluido de elución o residual pasados a través del núcleo. Se consideró como concentración crítica los 5 ppm de DTPMP. El número de VP de la elución de fluído que fue pasado a través del núcleo con una concentración de 5 ppm o más, representó el tiempo de vida de cada experimento de “squeeze” en particular. La cantidad de DTPMP liberada durante el experimento de inundación del núcleo se determinó midiendo el volumen inicial de la solución DTPMP-calcio en contacto con el precipitado y/o inhibidor adsorbido menos el volumen del inhibidor liberado del medio poroso (es decir la el área bajo la curva de elución).

Los experimentos en inundación del núcleo indican que los “squeezes” de precipitación ofrecen más tiempo de vida que los “squeezes” de adsorción. En las inundaciones de núcleos los tiempos de vida de un químico de precipitación es de aproximadamente 5 veces más que los tiempos de vida de un químico de adsorciónLas fotos 3 y 4 muestran el comportamiento de la sección inicial del poro antes y después del trabajo realizado en cada uno de los cores. No se detectó daño de formación en ninguno de los experimentos de precipitación. Los efluentes de los núcleos fueron recolectados y analizados por la técnica Hach para fosfonatos. La tabla II sumariza los experimentos de inundación del núcleo.

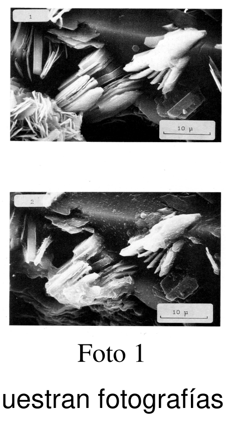


Foto 1

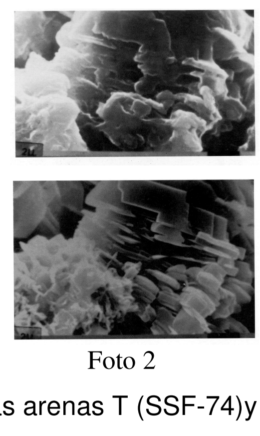


Foto 2

Fotos 1 y 2 Se muestran fotografías SEM de las arenas T (SSF-74)y U (SSF-90) antes y después del tratamiento “squeeze”.

TABLA i

SALMUERAS SINTETICAS PARA EL ESTUDIOS EN CORES

Site Information

Company	Petroproducción
Field	SSFD
Point	Well 74 (T)
Date	August 9.1999

Water Analysis (mg/L)

Component	mg/L	mM
Calcio	440	11
Magnesio	60	2.5
Bario	0	0
Estroncio	0	0
Sodio*	5691	247.5
Alcalinidad Bicarbonato	1342	22
Sulfato	202	2.1
Cloruro	8800	248.2

* -Valor calculado

Synthetic Brine

"*Cation*" Brine	"*Anion*" Brine
Weigh out and dissolve up to 0.5 liters 1.61 gr of CaCl2*2H2O 0.5 gr of MgCl2*6H2O 6.47 gr of NaCl	Weigh out and dissolve up to 0.5 liters 1.85 gr of NaHCO3 0.3 gr of Na2SO4 6.47 gr of NaCl

Site Information

Company	Petroproducción
Field	SSFD
Point	Well 90 (U)
Date	August 9.1999

Water Analysis (mg/L)

Component	mg/L	mM
Calcio	6200	154.7
Magnesio	624	25.7
Bario	0	0
Estroncio	0	0
Sodio*	30912	1344.6
Alcalinidad Bicarbonato	366	6
Sulfato	55	0.6
Cloruro	60200	1698.2

* -Valor calculado

Synthetic Brine

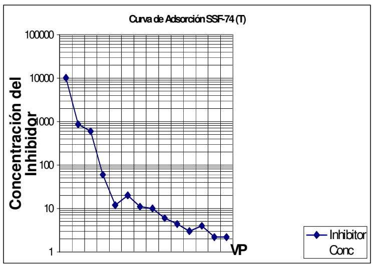
"*Cation*" Brine	"*Anion*" Brine
Weigh out and dissolve up to 0.5 liters 22.74 gr of CaCl2*2H2O 5.22 gr of MgCl2*6H2O 39.08 gr of NaCl	Weigh out and dissolve up to 0.5 liters 0.5 gr of NaHCO3 0.08 gr of Na2SO4 39.08 gr of NaCl

TABLA II

Perfiles de Adsorción de Fosfonatos en cores seleccionados

Curva de Adsorción para SSF-74 arena T

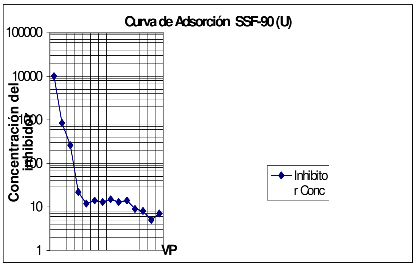
Inhibitor Conc (ppm)	Pore Volumes
10100	1
860	2
600	3
60	5
12	10
20	20
11	25
10	30
6	40
4.4	50
3	70
4	85
2.2	100
2.2	130



Solución supersaturada de pH=1.49 @ 10100 ppm, tiempo de cierre= 1 día q= 1 mL/min.

Curva de adsorción para SSF-90 arena U

Inhibitor Conc	Pore Volumes
10100	1
850	2
262	3
22	5
12	10
14	20
13	25
15	30
13	40
14	50
9	70
8	85
5	100
7	130



Solución supersaturada ph=1.49 @ 10100 ppm tiempo de cierre 1 día q= 1mL/min

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- El químico actualmente utilizado para el tratamiento en el campo SSFD es un inhibidor de incrustaciones para inyección continúa, no es para trabajo tipo “squeeze”, por lo tanto carece de las propiedades necesarias para este tipo de desplazamiento forzado a la formación.

- En la completación de algunos pozos existen reducciones innecesarias como es el caso de: SSFD 65, SSF 84, SSF28, SSF20, lo que origina caídas de presión y por consiguiente la formación de incrustaciones, además de restricción del aporte de la arena productora.

- De los análisis del componente activo utilizado por las diversas empresas de servicios, se observa que el porcentaje del producto utilizado por Lipeqsa es 12%, mientras que los químicos de las otras empresas tienen un porcentaje del componente activo entre 30 al 60% a esto se debe el bajo costo del producto con relación al de las otras compañías; por eso es necesario conocer la concentración para realizar el seguimiento del residual de fosfonato, dato que es de gran importancia para la recomendación del nuevo tratamiento “squeeze” o la dosis apropiada en tratamientos continuos.

- Realizar periódicamente ensayos de muestras sólidas para saber como se ha producido la cristalización y así determinar la posibilidad de removerlo con herramientas de chorro a presión, para no recurrir a limpiezas ácidas. En estos casos la guía principal es el análisis de las propiedades físico-químicas del agua, consultar con la Sección Corrosión del Distrito y la compañía proveedora de servicios.

- Se recomienda que el agua a utilizarse en un tratamiento “squeeze” sea lo más compatible con el agua de formación para evitar hinchamiento de las arcillas. También que esté libre de sólidos suspendidos que provoquen taponamientos de los poros de la arenisca y productos químicos que cambien las condiciones de la humectabilidad de la roca.

- En pozos que tienen recirculación y tratamiento químico en forma continua se observa que esta operaci[on es suspendida o mal regulada, ocasionando una acumulación de químico en la parte superior del cabezal, sin llegar a niveles inferiores para que ocurra su mezcla con el fluido de producción.

- Debe obligarse a las compañías proveedoras a tener su laboratorio, reactivos y personal preparado para que realicen estudios específicos investigación que tengan que ver con el uso de determinado producto para proceder con más certeza y confianza en su apllicación de determinado producto para obtener más certeza y confianza en su aplicación.
- Se observa que luego del reacondicionamiento los pozos quedan sin inyección de químico. En este caso, una vez que se inicia el proceso de nucleación la incrustación se desarrolla con celeridad y después de formado, no podrá ser eliminada con el producto inhibidor aunque se reinicie la inyección de químico. En ciertos pozos la depositación puede ser inmediata desde 30 lb/día a 200 lb/día aproximadamente de $CaCO_3$.
- En los pozos en que se ha indicado que existen reducciones innecesarias, deben trazarse un programa de cambio de estos accesorios a la brevedad posible.
- Se recomienda que las compañías proveedoras presenten o formulen un químico específico para el campo Shushufindi. Que tome en cuenta las características físico-químicas del agua y las facilidades de producción del campo.

- En los pozos en los que el tratamiento se realiza vía recirculación, cada 15 días, deberá abrirse la recirculación totalmente esta línea, por un tiempo de dos horas con el fin de asegurar una verdadera homogenización de químico y su presencia en las partes inferiores de la tubería. Este trabajo puede realizarlo el ingeniero de Petróleos al chequear los niveles de fluido.

- Para los pozos con levantamiento eléctrico, en el diseño de la bomba debe considerarse que la presión del "intake" no sea menor de 100 psi sobre la presión de burbuja, con lo que se previene efectivamente la depositación de escala. Esto se debe a que con una presión menor al punto de burbuja se produce un desprendimiento del CO_2 y en consecuencia la precipitación del $CaCO_3$.

- No realizar tratamientos tipo "squeeze" si la dureza del agua de formación excede de 3500 ppm de ión calcio. Si la concentración de iones de calcio es mayor de este valor puede producirse un precipitado de fosfonato de calcio.

- De los resultados consseguido se obtuvo que un producto con una eficiencia superior al 90%, garantiza el proceso inicial de adsorción del químico en los poros de la roca y su posterior desorción en función del tiempo y con un adecuado residual de fosfonato en el agua de formación para garantizar la inhibición de los depósitos incrustantes.

- Se recomienda realizar un programa sistemático de inspección de tubería con la unidad de "wireline", a fin de disminuir las pérdidas de producción por cierres imprevistos de los pozos debido a depósito de escala.

- Se observó daño de formación resultado de la precipitación del fosfonato. Sin embargo el daño es pequeño con respecto al resultado de la vida del tratamiento. Aproximadamente el 80% de la permeabilidad es restaurada durante la 1/ 10 parte del tratamiento. Los cambios de permeabilidades no fueron reelevantes.

- Los supervisores del taladro, deberán personalmente comprobar que se realicen las mezclas de químicos, volumen y calidad de agua que se recomiendan en los programas; además que exista la homogenización durante la realización y terminación del trabajo.

BIBLIOGRAFIA

1. C. RIOS, C. CHAVEZ, L. NARVAEZ “Estudio del problema de incrustaciones y corrosión en SSFD”, Petroamazonas, 1989.
2. CAROLYN DE VINE, “Rock Characterización, Evaluation, oil properties,and flow testing, “T” sand SSFD and Sacha Fields, “U” sand SSFD and Sacha Fields,Hollin sand and Sacha field, Ecuador”, Nov. 1998.
3. DOWELL SCHLUMBERGER, “Coiled Tubing Engineering Manual”, Sep 1993.
4. J. L. PRZBYLINSKI, Petrolite Corp, “Adsorption and Desorption Characteristic of Mineral Scale Inhibitors as related to the Design of Squeeze Treatments”, SPE 18486, 1989.
5. F.H. BROWING, H.S. FLOGER” Precipitation and disolution of calcium phosphonates for the enhacement of squeeze lifetimes”, SPE Productio & Facilities, August 1995.