

**PROPUESTA PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO
MORICHAL-8 MEDIANTE LA ESTIMULACIÓN CON ÁCIDO ORGÁNICO**

SANDRA VIVIANA ORTIZ RAMOS



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2018

**PROPUESTA PARA LA OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL POZO
MORICHAL-8 MEDIANTE LA ESTIMULACIÓN CON ÁCIDO ORGÁNICO**

SANDRA VIVIANA ORTIZ RAMOS

**Monografía de grado para obtener el Título de
Especialista en Producción de Hidrocarburos**

Director:

**SAMUEL FERNANDO MUÑOZ NAVARRO
M.Sc. en Ingeniería de Petróleos**



**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA
2018**

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	11
1. JUSTIFICACIÓN	122
2. MARCO TEÓRICO	13
2.1 FORMACIÓN DE LAS INCRUSTACIONES	15
2.2 SCALES EN LA INDUSTRIA OIL & GAS	17
2.3 IDENTIFICACIÓN DE LAS INCRUSTACIONES	23
2.4 CONTROL DE LAS INCRUSTACIONES	25
2.5 TIPOS DE TRATAMIENTO	26
3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	32
4. DIAGNÓSTICO DE DAÑO DE FORMACIÓN DEL POZO	33
5. DISOLUCIÓN DE ESCAMAS MINERALES & DEPÓSITOS ORGÁNICOS E INHIBICIÓN TIPO SQUEEZE DE ESCAMAS MINERALES	39
5.1 PROCEDIMIENTO RECOMENDADO	40
5.2 ETAPA 1: LIMPIEZA DE PERFORADOS	42
5.3 ETAPA 2: TRATAMIENTO PRINCIPAL PARA DISOLUCIÓN DE DEPÓSITOS ORGÁNICOS TIPO ASFÁLTENOS & DISOLUCIÓN DE ESCAMAS MINERALES TIPO CARBONATOS	43
5.4 INHIBICIÓN DE ESCAMAS MINERALES	44
6. CONSIDERACIONES PARA EL TRATAMIENTO	46

6.1 CONSIDERACIONES QAQC.....48

6.2 PRUEBAS DE POZO.....49

7. COSTOS DEL TRATAMIENTO50

8. CONCLUSIONES52

BIBLIOGRAFÍA53

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Clasificación del tratamiento de los Depósitos	29
Tabla 2. Causas pérdidas de producción	31
Tabla 3. Datos de producción y Yacimiento	31
Tabla 4. Cromatografía de Gas pozo MOR-08.....	324
Tabla 5. Análisis de Laboratorio	335
Tabla 6. Resultados de precipitación de escamas software ScaleChem	346
Tabla 7. Formulación propuesta para limpieza de perforados	412
Tabla 8. Schedule de bombeo propuesto y penetración radial tratamiento de Disolución de asfáltenos y escamas minerales	423
Tabla 9. Sistemas propuestos para el trabajo de estimulación química.	43
Tabla 10. Schedule de bombeo propuesto y penetración radial.....	44
Tabla 11. Sistemas propuestos para el trabajo de Inhibición de Scale	457
Tabla 12. Costo Acid Wash	500
Tabla 13. Costo Estimulación Química.....	500
Tabla 14. Costo Inhibición de Scale	511

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Perfil global de producción pozo Morichal 8 (Colombia Production Module, Perenco Colombia)	122
Figura 2. Solubilidad de los minerales VS P y T.	14
Figura 3. Solubilidad de los Minerales VS Salinidad.....	15
Figura 4. Ciclo de formación de las Incrustaciones	17
Figura 5. Depósito de Carbonato de Calcio	19
Figura 6. Depósito de Carbonato de Calcio y Sulfato de Bario	20
Figura 7. Solubilidad de diferentes depósitos de Sulfato de Calcio en agua.	22
Figura 8. Muestra de Sludge en un Scrubber	23
Figura 9. Depósito de NaCl	36
Figura 11. Tendencia incrustante agua formación pozo MOR-08	36
Figura 12. Registró fotográfico prueba de Oliensis crudo	37
Figura 13. Asfáltenos precipitados durante las pruebas de screening test.....	38
Figura 14. Gráfico de DeBoer y análisis de estabilidad para Morichal 08	39

RESUMEN

TÍTULO: DISEÑO TÉCNICO DE LA ESTRATEGIA DE CONTRATACIÓN NACIONAL DE SERVICIO Y SUMINISTRO PARA LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO MECÁNICO Y BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS EN CAMPOS DE UNA OPERADORA*

AUTOR: LAURA SORAYA LABRADOR JIMÉNEZ**

PALABRAS CLAVE: BOMBEO MECÁNICO, BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS, FALLAS, TALLER DE BOMBAS

DESCRIPCIÓN:

La estrategia que se tiene a nivel nacional para atender los pozos en los sistemas de levantamiento artificial por Bombeo Mecánico y Bombeo por cavidades progresivas no ha funcionado de manera correcta por lo cual cuando se presentan fallas de los mismos, algunos no pueden ser atendidos y quedan en diferida esperando una solución lo cual genera perdida de ganancias a nuestra compañía. En la estrategia no se tienen los equipos suficientes para atender al país y por otro lado el desempeño de los equipos que se han instalado mediante la estrategia no ha podido medirse ya que dentro del contrato la evaluación de desempeño mide únicamente los entregables del proveedor sin calidad y tiempo de entregas extensos que no favorecen a la operadora. Adicional, otro de los inconvenientes parte del hecho de que lo planeado es diferente a lo que se está ejecutando, ya que todo el contrato fue escrito en términos de dos diferentes modalidades pero en un gran porcentaje se aplica solo una de ellas.

Gestión:

Realizar una nueva estrategia de contratación desde el punto de vista técnico con todas las lecciones aprendidas Órdenes de servicio puntuales (que permitan ejecutarse en un tiempo considerable) para abastecimientos.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Mecánicas. Escuela de Petróleos. Director: Yeison Rafael Romero Romero, Ingeniero de Petróleos.

ABSTRACT

TITLE: PROPOSAL FOR THE OPTIMIZATION OF MORICHAL-8 WELL PRODUCTION THROUGH ORGANIC ACID STIMULATION *

AUTHOR: SANDRA VIVIANA ORTIZ RAMOS**

KEYWORDS:OPTIMIZATION, STIMULATION, PRODUCTION, SCALE, CONTROL, TREATMENT.

This monograph shows a considerable decrease in the production of oil and gas from the Morichal-8 well, caused mainly by the Scale deposits of Calcium Carbonate and Barium Sulphate, identified by different laboratory analyzes carried out on water and crude oil from the well formation.

Once the problems are identified, we proceed to make the proposal stimulation treatment obtaining as the main benefit the recovery of the production of the well and the opportunity to take preventive and corrective measures to minimize this risk in other field wells.

The proposal is focused on the cleaning of mineral flakes of Carbonate Calcium and Barium Sulphate in the well, through base dissolution treatments EDTA and DTPA respectively. In the same way, the treatment also includes the dissolution of organic compounds by means of a Diesel base treatment with addition of aromatic solvents, high organic compound solvents performance, mutual solvents and surfactants. The whole process is carried out based on the laboratory analysis of the samples solid of mineral scales recovered in the well and of the crude phases and water of production, and in the results of the Scale trends made to the current conditions of operation of the well through mathematical models.

INTRODUCCIÓN

La precipitación de depósitos de incrustaciones minerales es un acontecimiento común durante la producción de hidrocarburos y el agua asociada, produciendo daños de formación. La acumulación de estos depósitos puede bloquear perforaciones, tuberías de revestimiento, tuberías de producción, válvulas, bombas y equipos de complementación en el fondo del pozo al obstruir el orificio del pozo y estrechar gravemente el flujo de líquido; además, a las compañías petroleras le cuesta millones de dólares cada año el control y tratamiento de este fenómeno y es la principal causa de disminución de la producción en todo el mundo.¹

El control de incrustaciones a través de la inhibición con productos químicos es el método preferido para mantener la productividad de los pozos. Sin embargo, cuando las incrustaciones se forman en el orificio del pozo, las técnicas de extracción de incrustaciones deben ser rápidas y efectivas en la prevención de re-precipitaciones.

El presente trabajo de monografía, presenta una propuesta de tratamiento de estimulación enfocada en la limpieza de los depósitos orgánicos tipo asfáltenos e inorgánicos tipo carbonatos en las Arenas Inferiores del pozo Morichal 08, con el fin de mejorar el índice de productividad a corto plazo. Adicionalmente, se presentará un procedimiento del trabajo de estimulación y un estimado de los costos del servicio.

¹KING, George, et al. La lucha contra las incrustaciones-Remoción y prevención. Houston Texas.Oilfield Review, 1999, vol. 11, p. 30-49.

1. JUSTIFICACIÓN

El pozo Morichal-8 ha mostrado una disminución en la productividad y una aceleración en la declinación de la producción como se observa en la Figura 1, pero aún no se ha identificado la causa de este comportamiento. Teniendo en cuenta que el agua de la zona productora (Areniscas Inferiores) de este pozo tiene tendencia a generar precipitaciones de carbonatos, lo que puede causar fallas y daños en los equipos de fondo y en las facilidades de superficie; se decidió elaborar una propuesta de estimulación que contemple una remoción de depósitos orgánicos y el posterior tratamiento de depósitos inorgánicos, con el fin de incrementar la producción mediante la limpieza de los equipos de fondo hasta superficie; y así evitar un cierre definitivo del pozo y el incremento en los costos de servicios a este.

Figura 1. Perfil global de producción pozo Morichal 8 (Colombia Production Module, Perenco Colombia)



2. MARCO TEÓRICO

Las incrustaciones son depósitos minerales sólidos formados a partir de los componentes del agua; estas pueden adherirse al metal y otras superficies o pueden ser depositadas como Sludge.

En las incrustaciones minerales que se producen en los campos petroleros el agua juega un papel fundamental, dado que el problema se presenta solo cuando existe producción de agua, ya que es un buen solvente para muchos materiales y puede transportar grandes cantidades de minerales.²

Se pueden considerar como los principales problemas debidos a las incrustaciones:

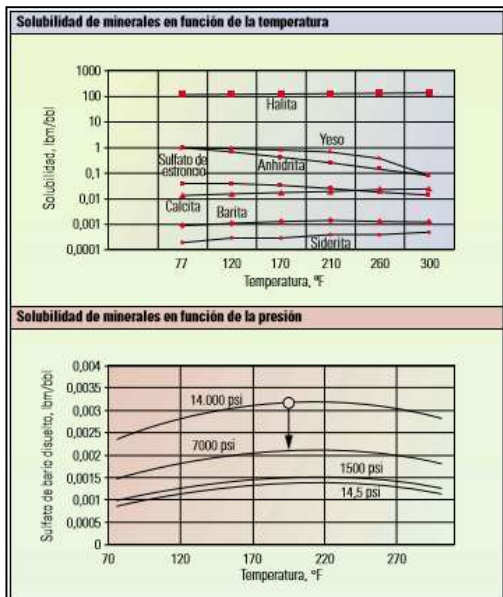
- Pérdidas de producción
- Taponamiento de la formación
- Aumento de costos de energía de bombeo
- Aumento de costos de energía de calentamiento
- Ambientales y de Seguridad
- Obstrucción de válvulas
- Paradas de emergencia
- Reducción de la vida útil de los equipos
- Costos de limpieza
- Restricciones en las líneas de flujo.

²Ibíd.

Para que la incrustación se forme y luego se deposite, en principio se requiere la precipitación de los iones disueltos en el agua de producción que ocurre generalmente como resultado de un cambio en las condiciones que alteran el equilibrio del agua. Los cambios en las condiciones pueden incluir:³

- **Cambios en la Presión y Temperatura:** El agua solo puede disolver cierta cantidad de minerales a una presión y temperatura dada; si la temperatura y la presión cambian, los límites de la solubilidad del agua no serán suficientes para mantener la cantidad de soluto disuelto en ella. Cuando esto sucede, el agua esta sobresaturada y el exceso de minerales saldrá de la solución facilitando la formación de incrustaciones. En la figura 2, se puede observar la solubilidad de los minerales en función de la temperatura y la presión.

Figura 2. Solubilidad de los minerales VS P y T.

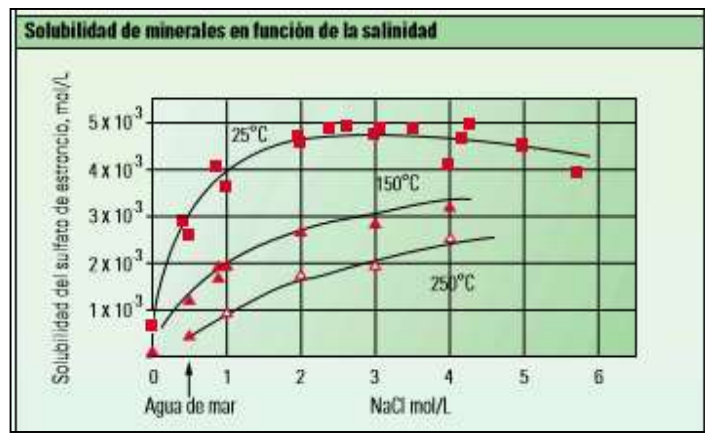


Fuente: KING, George, et al. La lucha contra las incrustaciones-Remoción y prevención. Houston Texas. OilfieldReview, 1999, vol. 11, p. 30-49.

³Ibíd.

- **Cambios en la química del agua:** Si la temperatura y la presión permanecen constantes, pero la química del agua cambia, es decir los niveles de concentración de los minerales disueltos, repentinamente puede haber más minerales que los que el agua puede mantener en solución, y este exceso precipitará el agua y formarán la incrustación. En la figura 3, se muestra el comportamiento en la solubilidad de los minerales en función de la salinidad.

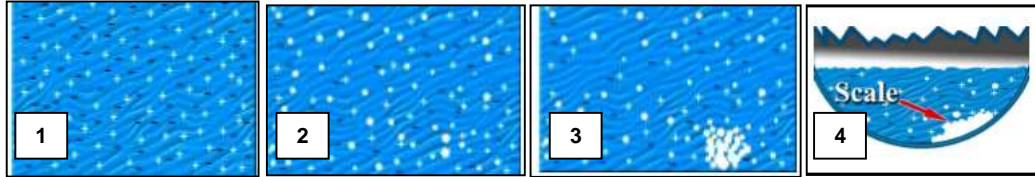
Figura 3. Solubilidad de los Minerales VS Salinidad



Fuente: KING, George, et al. La lucha contra las incrustaciones-Remoción y prevención. Houston Texas. OilfieldReview, 1999, vol. 11, p. 30-49.

2.1 FORMACIÓN DE LAS INCRUSTACIONES⁴

Figura 4. Ciclo de formación de las Incrustaciones



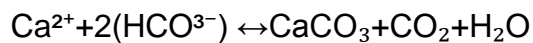
1. Fuente: CHAMPION TECHNOLOGIES SERVICES. Incrustaciones 101 tema de ayuda. 2007 **Supersaturación:** Tan pronto ocurre el cambio en las condiciones que alteran la solubilidad, la salmuera puede volverse sobresaturada en algunos componentes. Los aniones y cationes que no pueden ser disueltos precipitan fuera de la solución.
2. **Nucleación:** Algunos cationes (de carga positiva) y aniones (de carga negativa) se atraerán entre ellos y precipitarán en forma de cristales microscópicos. Este proceso puede ser acelerado por la presencia de otras partículas tales como incrustaciones previamente depositadas, arena u óxidos.
3. **Precipitación:** Los pequeños cristales empiezan a crecer en tamaño cuando más cationes y aniones se añaden a los cristales ya formados; aunque estos cristales son los materiales que forman la incrustación, todavía no ha ocurrido.
4. **Ocurrencia:** Cuando los pequeños cristales crecen a cristales más grandes, ellos pueden adherirse a la superficie de la tubería u otros equipos y cuando esto sucede es ya un depósito de incrustación. Debe haber adherencia para que verdaderamente sea incrustación.

⁴CHAMPION TECHNOLOGIES SERVICES. Incrustaciones 101 tema de ayuda. 2007

2.2 SCALES EN LA INDUSTRIA OIL & GAS⁵

Las incrustaciones más comunes en el campo petrolero son:

- Carbonato de Calcio (CaCO₃)
 - Sulfato de Bario (BaSO₄)
 - Sulfato de Estroncio (SrSO₄)
 - Sulfato de Calcio (CaSO₄)
 - Depósitos de Hierro (FeS, FeCO₃ y Fe₂O₃)
 - Cloruro de Sodio (NaCl)
 - Asfaltenos
- **CaCO₃**: Este tipo de Scale es probablemente el más común en la industria Oil & Gas; es dura pero fácilmente rompible y puede ser formada por la combinación del ion Calcio con el ion bicarbonato.



Los siguientes cambios físicos causan la formación de Scale por Carbonato de Calcio:

- Disminución de la presión
- Incremento de la temperatura
- Aumento en el PH
- Aumento en las concentraciones de Carbonato y/o Calcio
- Aumento en la salinidad (el contenido de NaCl no debe exceder el 20%)

⁵A. PIERRE, M., Yalcin. Scale identification and treatment. Paris 2013.

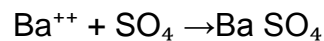
Figura 5. Depósito de Carbonato de Calcio (A Pierre, 2013)



Fuente: A. PIERRE, M., Yalcin. Scale identification and treatment. Paris 2013.

En la figura 5, la línea roja indica el diámetro original de la tubería, el agua de producción fue diluida con agua dulce durante 6 meses.

- **BaSO₄**: El sulfato de Bario es la menos soluble de las sales incrustantes en agua, y a menudo se precipita con Sulfato de Estroncio y elementos radioactivos.



La incrustación por Sulfato de Bario, es probablemente el depósito más duro y difícil de encontrar en la producción de petróleo y gas, disolver este tipo de Scale mediante un tratamiento químico es altamente costoso y en la mayoría de los casos sin garantía en los resultados, por lo cual en la mayoría de los casos es preferible un tratamiento mecánico.

La figura 5, es un registro fotográfico de un depósito formado por Sulfato de Bario y Carbonato de Calcio.

Los siguientes cambios físicos causan la formación de Scale por BaSO₄:

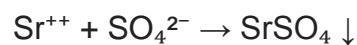
- Disminución en la temperatura y presión
- Mezcla de aguas incompatibles
- Dilución del contenido de Carbonatos

Figura 6. Depósito de Carbonato de Calcio y Sulfato de Bario



Fuente: PAREDES, Jorge. Nueva tecnología para el control de incrustaciones en aguas asociadas a la producción de petróleo. New Scale Inhibition Technology for Oil Industry. Latin America Technical Marketing, Oil Field E&P. Patagonia Argentina, November de 2006.

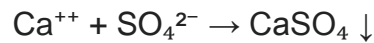
- **SrSO₄:** El estroncio se encuentra con frecuencia junto con bario en muchas aguas de formación, y como resultado se forma el Scale de sulfato de estroncio en algunos sistemas de campos petroleros. El Sulfato de Estroncio es significativamente más soluble que el Sulfato de Bario y en cuanto al tratamiento es difícil de remover por métodos químicos.



Los siguientes cambios físicos causan la formación de Scale por SrSO_4 :

- Disminución en la temperatura
- Aumento en la presión
- Aumento en la cantidad de sólidos totales disueltos

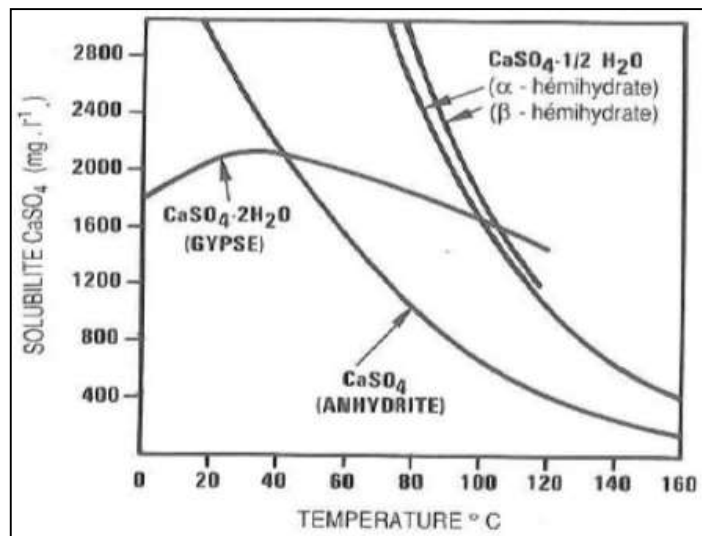
- **CaSO_4** : La precipitación del Sulfato de Calcio se da por la siguiente reacción:



Los diferentes depósitos de Sulfato de Calcio son los siguientes:

- *Anhidrita* (CaSO_4): Formada a altas temperaturas.
- *Semihidrato* ($\text{CaSO}_4 \cdot 1/2 \text{H}_2\text{O}$): Poco común, se forma a altas temperaturas y altas presiones.
- *Gypsum* ($\text{CaSO}_4 \cdot 2(\text{H}_2\text{O})$): Es el depósito más común de Sulfato de Calcio, particularmente depositado a bajas temperaturas y presiones y a altas concentraciones de Sulfato o Calcio.

Figura 7. Solubilidad de diferentes depósitos de Sulfato de Calcio en agua.



Fuente: A. PIERRE, M., Yalcin. Scale identification and treatment. Paris 2013.

Como puede observarse en la figura 7, el proceso de cristalización del Gypsum es bastante rápido, las tuberías y las válvulas se pueden taponar en pocos días. Este tipo de incrustación es difícil de remover por métodos químicos, por lo que la prevención a través de inhibidores de Scale, la compatibilidad de aguas es la mejor solución para controlar este riesgo.

- **Depósitos de Hierro:** Los productos de la corrosión se forman por la combinación del hierro con un anión
 - Óxido de Hierro
 - Carbonato de Hierro
 - Sulfato de Hierro.

En general, tienen la propiedad de adsorber gotitas de aceite para generar Sludge cuando son aglomerados.

Figura 8. Muestra de Sludge en un Scrubber



Fuente: A. PIERRE, M., Yalcin. Scaleidentification and treatment. Paris 2013.

En la figura anterior se observa una muestra de Sludge formado en un Scrubber. El Sludge es un producto de corrosión que se forma más fácilmente cuando un alto contenido de sólidos en suspensión está disponible. La mejor manera de prevenir la formación de estos lodos y de otros productos de corrosión es a través del monitoreo y control de la corrosión en campo.

- **NaCl:** La precipitación por Cloruro de Sodio no es muy probable que ocurra debido a que la solubilidad de sus iones es alta. En los campos de producción de aceite y gas puede ser encontrada en casos en los que la salinidad del agua producida es elevada.

En la figura 9, se puede observar este tipo de Scale encontrado en el anular de un pozo petrolero.

Figura 9. Depósito de NaCl



Fuente: A. PIERRE, M., Yalcin. Scale identification and treatment. Paris 2013.

Los siguientes cambios físicos causan la formación de depósito por NaCl:

- Evaporación (Por extracción o calefacción)
- Disminución de la temperatura y la presión

Asfaltenos: La precipitación de asfaltenos se refiere al fenómeno mediante el cual un crudo, bajo ciertas condiciones de presión, temperatura, composición y régimen de flujo, se separa en una o dos fases fluidas de grandes proporciones (gas y/o líquido) y en una fase insoluble, de menor tamaño, constituida principalmente por los asfaltenos.

Para un crudo en particular, la cantidad de material precipitado generalmente es mayor a medida que disminuye el número de carbonos del agente precipitante. Por ejemplo, la cantidad de precipitado usando n-pentano puede ser dos y hasta tres veces mayor que la cantidad precipitada cuando se utiliza n-heptano.

El fenómeno de precipitación de asfaltenos se manifiesta en mayor o menor grado en prácticamente todas las facetas asociadas a la producción, transporte y procesamiento de petróleo y, en algunos casos, puede constituirse en un verdadero problema, ya que puede ocasionar daños a la formación y taponamiento en sitio de pozos y equipos, y accesorios de superficie.

2.3 IDENTIFICACIÓN DE LAS INCRUSTACIONES⁶

- **Identificación en campo:** Responder a una serie de preguntas ayuda a hacer una identificación preliminar del tipo de depósito mediante el uso de técnicas de valoración y de precipitación. El procedimiento general para identificar los

⁶ CASTRO HERNÁNDEZ. Henry Fernando; GAMEZ MEJÍA, Christian José. Evaluación de la depositación de incrustaciones en sistemas de bombeo electrosumergible del campo Cantagallo. Tesis de grado Ingeniero de Petróleos. Universidad Industrial de Santander, 2009.

componentes de una muestra de incrustación es ejecutado por un laboratorio comercial o en el campo. La diferencia radica en que el análisis de laboratorio da una cantidad de cada componente presente (valoración cuantitativa), mientras que el análisis de campo es cualitativo y se realiza como sigue:

Lo primero que se debe hacer es moler la muestra de incrustación aterronada o dura. Después se desengrana la muestra aceitosa lavando con benceno o gasolina, continuamos colocándolo en un filtro doblado y se le vierte solvente. Si tenemos una porción de scale en un tubo de prueba agregar 15% (3N) de ácido clorhídrico y podemos seguir los pasos a continuación:

1. Una rápida emisión de gas indica que la incrustación es probablemente carbonato.
2. Emisión de gas con olor a huevo podrido indica sulfuros.
3. Una emisión muy lenta o no de gas indica que la incrustación es probablemente sulfatos.
4. Si la muestra parece ser más completamente insoluble en ácido clorhídrico podría indicar sulfato de bario o estroncio.

La solución acida podrá luego ser filtrada y el filtrado probado para hierro, calcio y sulfato. Al filtrado agregar Hidróxido de Amonio en exceso (el tornasol se vuelve azul). Un precipitado rojizo marrón indica hierro. Filtrar el hierro y dividir en dos partes.

- A una porción de filtrado agregar Oxalato de Amonio. Un precipitado blanco indica Calcio.

- A la otra parte agregar HCL hasta que el filtrado este ligeramente ácido. Luego calentar y agregar unos pocos ml de solución de Cloruro de Bario. Un precipitado blanco indica sulfato.
- **Análisis de laboratorio:** No es raro encontrar un Scale compuesto por dos o tres minerales, y es necesario determinar todos los minerales y su proporción en el depósito.

Existen diferentes análisis para determinar la composición de un depósito. El análisis de difracción de rayos X, también llamado XRD, investiga la estructura del material cristalino, el tamaño y las imperfecciones. La pérdida por ignición consiste en calentar una muestra del material a una temperatura especificada, permitiendo que las sustancias volátiles escapen, hasta que la masa deja de cambiar.

2.4 CONTROL DE LAS INCRUSTACIONES

El uso de inhibidores de incrustación, es el método más utilizado para el control y la prevención de estos depósitos en los sistemas de producción de petróleo.

Numerosos aditivos químicos son eficaces en la prevención de la precipitación de las incrustaciones, tales como:

- Polifosfatos
- Ester de fosfato
- Fosfonatos
- Policarboxilatos
- Polisulfonatos

El análisis de tendencias al agua se puede realizar a través de varios modelos matemáticos, los siguientes son los más comunes:

- Stiff and Davis (integra el alto contenido de sólidos totales disueltos TDS y el impacto de iones comunes)
- Oddo-Thomson (analiza el impacto de la presión parcial del CO₂)
- Larson-Skold (descripción de la corrosividad del agua)

Todos los modelos integran una o varias ecuaciones y dan un índice de saturación final para cada tipo de incrustación y dependiendo del tipo de modelo utilizado también puede incluir una determinación de la concentración del depósito encontrado.

2.5 TIPOS DE TRATAMIENTO⁷

Los dos métodos utilizados para la remoción de los depósitos de Scale son:

- Acción mecánica
- Tratamiento químico / Estimulación
 - Scale soluble en ácido (Carbonatos)
 - Scale no soluble en ácido (Sulfatos)

Un punto importante a incluir dentro del tratamiento de estimulación química para la disolución de los depósitos, es la resistencia del material de la tubería o el equipo a intervenir con los productos químicos utilizados.

⁷ PAREDES, Jorge. Nueva tecnología para el control de incrustaciones en aguas asociadas a la producción de petróleo. New Scale Inhibition Technology for Oil Industry. Latin America Technical Marketing, Oil Field E&P. Patagonia Argentina, November de 2006.

Depósitos de Carbonato: Para este tipo de incrustaciones se pueden utilizar:

- Ácidos fuertes como el ácido clorhídrico
- Ácidos débiles como ácido acético, ácido fórmico, ácido cítrico y ácido sulfámico.

La determinación del ácido para el tratamiento depende del tipo de Scale, el ácido más usado es el clorhídrico, sin embargo presenta inconvenientes debido a que puede disolver el hierro y acelerar la corrosión en las tuberías. El ácido clorhídrico inhibido es una alternativa para casos difíciles como la mezcla de diferentes depósitos, además de algunos surfactantes que ayudan al ácido a penetrar en los depósitos o dispersar los depósitos suspendidos.

Depósitos de Sulfato: Este tipo de depósito es realmente el más difícil de remover y generalmente la mejor manera de eliminarlo es mediante acción mecánica (Raspado), sin embargo el tratamiento químico es usado para ablandar el depósito. Actualmente el tratamiento químico más eficiente para eliminar este tipo de incrustación incluye el uso de algún agente quelatizante como el EDTA (Ácidoetilendiaminotetraacético) que tiene la capacidad de unirse a los iones Fe, Ca y Ba. Otros aditivos usados son los polifosfatos que gracias a su estructura y afinidad con los iones metálicos pueden actuar como agentes quelatizantes que rompen la incrustación resistente a los ácidos, aislando y bloqueando los iones metálicos dentro de la estructura cerrada.

La eficiencia del tipo de tratamientos depende de varios factores como:

- El tipo de incrustación (mayor eficiencia en Sulfato de Calcio que en Sulfato de Bario)
- El PH

- El tiempo de tratamiento
- El contenido de productos químicos

Asfaltenos: Debido a los enormes problemas asociados a la precipitación de asfaltenos en la industria petrolera, se han desarrollado productos que inhiben la floculación y precipitación de asfaltenos. Un dispersante de asfaltenos es una solución de uno o más surfactantes (aniónicos y/o no iónicos) disueltos en un solvente hidrocarbonado de carácter aromático. Su función principal es mantener estabilizados a los coloides de asfaltenos, evitando la floculación y posterior precipitación. Y en el caso de que los asfaltenos ya estén precipitados, promover su redisolución, a través de mecanismos fisicoquímicos propios de agentes dispersantes.

Actualmente existen dispersantes de asfaltenos comerciales, que son clasificados según el surfactante que contengan, como son los aniónicos, no iónicos y poliméricos. Entre estos se pueden mencionar: ácidos sulfónicos de alquilbenceno, alquilfenolesetoxilados, ésteres alifáticos de ácido fosfórico, copolímeros de óxido de etileno y propileno, resinas alquifenolformaldehído, copolímeros vinílicos hidrofílicos-lipofílicos, alquilsuccinatos y derivados de ácido cresílico.

En la tabla 1, se clasifican los diferentes inhibidores y tratamientos químicos para la prevención y remoción de los diferentes tipos de Scale inorgánico que se encuentran en la industria Oil & Gas.

Tabla 1. Clasificación del tratamiento de los Depósitos

Producto Químico	Carbonato de Calcio	Sulfato de Calcio	Sulfato de Bario
	Inhibidor de Scale		
Polifosfato	+++	+++	+++
Ester de Fosfato	++	++	0
Fosfonato	+++	+++	0
Policarboxilato y Acido Poliacrílico	+++	+++	++
Polivinil Sulfonato	+++	+++	++
	Tratamientos de Remoción		
Ácidos	+++	0	0
Soda Caustica y EDTA	0	++	++
Quelantes	+++	++	+

Las técnicas utilizadas para eliminar las incrustaciones deben cumplir ciertas condiciones como ser rápidas, no dañar el pozo, las tuberías ni el ambiente de 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 incrustación 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 y 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 micro porosidad hasta capas de aspecto rocoso de baja permeabilidad y porosidad.

3. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El pozo MOR-8 ha mostrado una disminución en la productividad y una aceleración en la declinación de la producción. En otros pozos del campo Morichal que producen de la misma formación, se ha encontrado presencia de Incrustaciones (Scale) en las tuberías de producción que han ocasionado fallas y daños en los equipos de superficie y restricciones en las líneas de flujo. Por esta razón es primordial tener un conocimiento de las tendencias incrustantes y las características fisicoquímicas del pozo; ya que todo esto va a generar pérdidas de producción por cierres de pozos y aumento en los costos de producción por cambios no programados de equipos de fondo y superficie.

Uno de los tratamientos más eficientes para la limpieza de Incrustaciones minerales es la estimulación química, que se enfoca en la disolución de compuestos orgánicos mediante un tratamiento base Diesel con adición de Solventes Aromáticos, disolventes de compuestos orgánicos de alto desempeño, Solventes Mutuos y Surfactantes.

4. DIAGNÓSTICO DE DAÑO DE FORMACIÓN DEL POZO

El pozo Morichal 08 es productor de la formación Areniscas Inferiores, con sistema de levantamiento Gas Lift, el espesor neto es de 74 ft en los intervalos perforados 15170'-15220', 15222'-15228' y 15246-15264'. Está en producción desde el año 2011, y desde que se inició el 14 de octubre de 2013 la inyección de gas se ha presentado una disminución de la producción de petróleo, lo que indica que puede haber un posible daño de formación que está disminuyendo la capacidad de flujo del activo.

Dentro de las principales causas de pérdidas de producción de crudo y gas se del pozo Morichal 8 se tienen las descritas en la siguiente tabla:

Tabla 2.Causas pérdidas de producción

PRINCIPALES CAUSAS DE PERDIDAS DE PRODUCCIÓN				
Año	bbl de aceite	mscf Gas	Equipo	Causa
2014	3211	5770	Compresores	Flujo inestable/Operaciones de rocking
2015	908	1829	Mandril de Gas Lift	Presurización línea de inyección de gas/Obstrucción orificio de transferencia
2016	2527	4578	Línea de flujo	Alta presión en línea de flujo/incrustación choke ajustable cabezal de pozo

Fuente: PERENCO COLOMBIA LIMITED. Operations, Corporate Social Responsibility, in Colombia. 2015. Disponible en: <http://www.perenco-colombia.com/>

Tabla 3.Datos de producción y Yacimiento

MOR-08		
FORMACION PRODUCTORA	Areniscas Inferiores	
BOPD	713	bbl
BWPD	2418	bbl
ϕ Yacimiento	13	%
Diametro del hueco	4.25	pulg
Q gas	1610	mscfd
BS&W	77.2	%
TWH	180	°F
CHP	900	psi
THP	170	psi
T Formación	268	°F
P formación	6240	psi
Pwf	5100	psi

Fuente: PERENCO COLOMBIA LIMITED. Operations, Corporate Social Responsibility, in Colombia. 2015. Disponible en: <http://www.perenco-colombia.com/>

Tabla 4. Cromatografía de Gas pozo MOR-08

Análisis composicional pozo MORICHAL 8 a C12+			
	Fecha de muestra	19-jul-2015 17:30	
	pozo	MORICHAL 8	
	Numero de cilindro	COL-506	
	Punto de Muestra	SALIDA SEPARADOR	
	Condiciones	80.0 psig @ 93.0°F	
	Componente	Molar %	Peso %
CO₂	Dioóxido de Carbono	5,51	9,34
N₂	Nitrogeno	0,43	0,47
C₁	Metano	64,18	39,62
C₂	Etano	12,95	15,01
C₃	Propano	9,00	15,29
iC₄	i-Butano	2,05	4,58
nC₄	n-Butano	3,06	6,87
iC₅	i-Pentano	0,95	2,65
nC₅	n-Pentano	0,72	2,00
C₆	Hexano	0,52	1,69
C₇	Heptano	0,35	1,25
C₈	Octano	0,21	0,83
C₉	Nonano	0,05	0,29
C₁₀	Decano	0,02	0,09
C₁₁	Undecano	0,00	0,02
C₁₂₊	Decano plus	0,00	0,00
	Totales :	100,00	100,00
	Nota: 0.00 significa menor a 0.005.		
	Propiedades de residuos calculados	Peso Molar	Densidad
		(g mol⁻¹)	(g cm⁻³ a 60°F)
C₇₊	Heptano plus	97,6	0,7596
C₁₀₊	Decano plus	136,7	0,7804
C₁₂₊	Dodecano plus	-	-

Fuente: PERENCO COLOMBIA LIMITED. Operations, Corporate Social Responsibility, in Colombia. 2015. Disponible en: <http://www.perenco-colombia.com/>

Tabla 5. Análisis de Laboratorio

Análisis fisicoquímico del Agua de formación		Unidad
Densidad	1	gr/ml
PH	6.9	Unid. pH
Alcalinidad	479	mg/ l CaCO ₃
HCO ₃	584	mg/ l CaCO ₃
SO ₄	15	mg/l SO ₄
Ca	896	mg/ l Ca
Mg	4584	mg/ l Mg
Na	NR	
K	NR	
Cl	38207	mg/ l Cl-
Fe	8.7	mg/l Fe
Ba	41	mg/l Ba
Sr	NR	
SiO ₂	NR	
CO ₂ Agua	836	ppm
H ₂ S Agua	0	ppm
Conductividad	34940	us/cm
Análisis Gas		Unidad
GE	0.8453	
H ₂ S	0.00E+00	ppm
CO ₂	5.3	% molar
humedad	N.A	%

Fuente: PERENCO COLOMBIA LIMITED. Operations, Corporate Social Responsibility, in Colombia. 2015. Disponible en: <http://www.perenco-colombia.com/>

Se decidió analizar la tendencia incrustante del agua de formación para descartar que la precipitación se pudiese estar presentando inclusive a nivel de las arenas inferiores. El software comercial ScaleChem 9.1 de OLI SYSTEMS basado en el modelo termodinámico de PITZER; fue usado para determinar esta tendencia; los datos de entrada necesarios para realizar esta simulación son presión, temperatura, análisis fisicoquímico, producción de crudo, agua y gas; así como los análisis de cromatografía del gas de producción y determinación de gases ácidos (CO₂ y H₂S) en el agua de formación y/o en cabeza de pozo.

Como conclusión se pudo determinar alta probabilidad de precipitación de escamas de Carbonato de Calcio y Sulfato de Bario inclusive desde presión de yacimiento.

En la tabla 5 se resumen los datos arrojados por el software a las diferentes condiciones de presión y temperatura evaluadas, la probabilidad de precipitación de escamas está dada por una tendencia de escamas- ST por sus siglas en inglés, mayores a 1 o un índice de escamas mayores a cero.

Figura 11. Tendencia incrustante agua formación pozo MOR-08

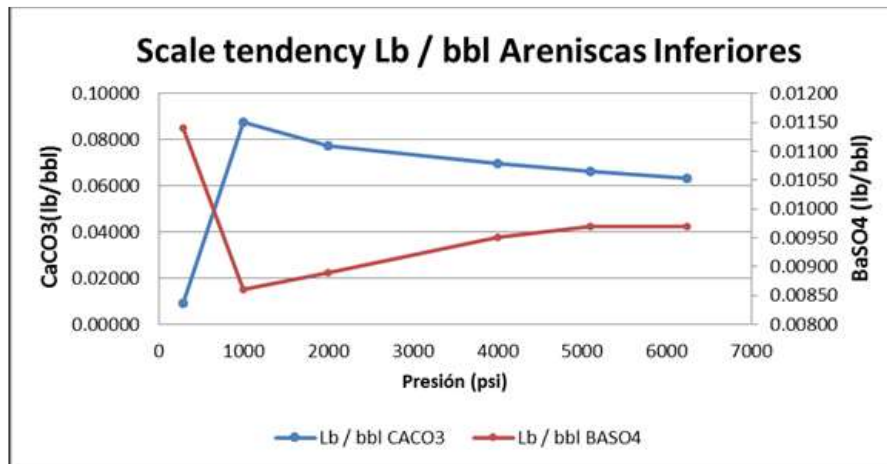


Tabla 6. Resultados de precipitación de escamas software ScaleChem

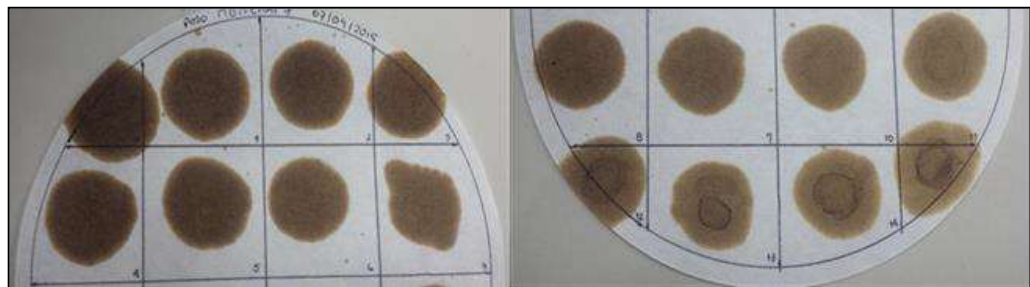
Condición	Temperature deg F	Pressure psig	Lb / bbl		Scale Tendency (ST)*		Scale Index (SI)**	
			CACO3	BASO4	CACO3	BASO4	CACO3	BASO4
Cabeza de Pozo	192	290	0.00920	0.01140	1.1604	2.6631	0.064608	0.425387
Downhole	268	1000	0.08750	0.00860	5.73	1.90	0.76	0.28
Downhole	268	2000	0.07740	0.00890	4.52	2.11	0.65	0.32
Downhole	268	4000	0.06980	0.00950	3.71	2.23	0.57	0.35
Pwf	268	5100	0.06630	0.00970	3.38	2.13	0.53	0.33
Reservoir	268	6240	0.06330	0.00970	3.13	2.13	0.50	0.33

A presión y temperatura de yacimiento se pudo identificar que 0.0633 lb/bbl de CaCO_3 precipitarían a nivel de formación, el último tratamiento con ácido fórmico-acético fue realizado en septiembre de 2012. Según los datos de producción, el pozo ha producido un total de 444932 bbl de agua del 02 de agosto de 2013 al 27 de agosto de 2015 con lo cual en teoría se tendría una masa de carbonato de calcio precipitada en formación de 28164 lb de CaCO_3 .

A una muestra de crudo de formación se realizaron dos pruebas de laboratorio con la finalidad de determinar la estabilidad de los asfáltenos, las pruebas son Oliensis y el screening test.

La prueba de Oliensis consiste en agregar al crudo original deshidratado n-heptano como agente precipitante de asfáltenos con la finalidad de determinar qué tan inestable es el crudo con respecto a la concentración de n-heptano agregado, la aparición de un anillo en el papel filtro utilizado, indica formación de asfáltenos por ser una fracción más pesada del crudo; entre más rápido aparezca el anillo más inestables se asumen que son los asfáltenos.

Figura 12. Registró fotográfico prueba de Oliensis crudo



Numero de Divisiones	Calificación de los Asfáltenos
1 a 3	Altamente Inestables
4 a 7	Inestables
8 a 10	Relativamente Estables
11 a 15	Estables

Para el caso de Morichal 08 la aparición del anillo se dio en la división número 8 del papel filtro, lo que nos permite concluir que los asfáltenos son relativamente estables.

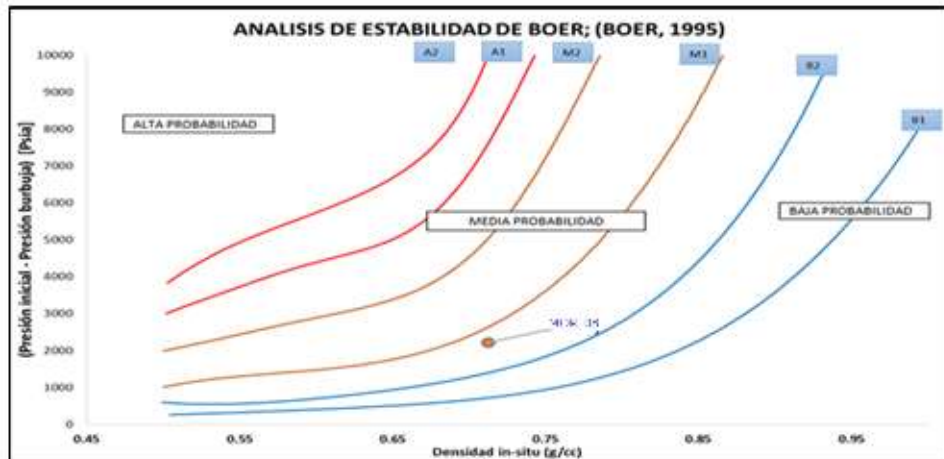
Para corroborar la posibilidad de precipitación de asfáltenos se realizó la prueba de Screening Test, que consiste en estabilizar los asfáltenos de la muestra de crudo original con tolueno en relación 1:1.

Figura 13. Asfáltenos precipitados durante las pruebas de screening test



Del análisis PVT, se tiene una presión de saturación de 4020 psig y una densidad a presión y temperatura de yacimiento de 0.7122 g/cm^3 (6240 psig y 260°F); estos datos son necesarios para ubicar el grado de subfacturación y la densidad del fluido vivo a condición de yacimiento. En el Diagrama de De Boer de la figura 13, puede verse que para el caso particular hay una probabilidad de media a baja de que se presenten problemas de precipitación de asfáltenos.

Figura 14. Gráfico de De Boer y análisis de estabilidad para Morichal 08



Dado que mediante el análisis de estabilidad de De Boer se identificó una probabilidad media a baja de que los asfaltenos estén precipitando a condición de yacimiento y se identifica una condición de asfaltenos relativamente estables, se plantea durante la disolución de escamas minerales bombear un preflujo de compuestos aromáticos que permitan limpiar los posibles compuestos orgánicos tipo asfaltenos precipitados.

5. DISOLUCIÓN DE ESCAMAS MINERALES & DEPÓSITOS ORGÁNICOS E INHIBICIÓN TIPO SQUEEZE DE ESCAMAS MINERALES

La propuesta de tratamiento que se presenta está enfocada en la limpieza de escamas minerales de Carbonato de Calcio en el pozo Morichal-08, mediante tratamientos de Disolución base EDTA y DTPA respectivamente.

De igual manera la propuesta se enfoca en la disolución de compuestos orgánicos mediante un tratamiento base Diésel con adición de Solventes Aromáticos, disolventes de compuestos orgánicos de alto desempeño, Solventes Mutuos y Surfactantes.

El tratamiento se basa en los análisis de laboratorio de muestras solidas de escamas minerales recuperadas en el pozo y de las fases crudo & agua de producción y en los resultados de los análisis de tendencias incrustantes realizados a las condiciones actuales de operación del pozo.

5.1 PROCEDIMIENTO RECOMENDADO

- Realizar Prueba de Pozo para determinar Línea Base de producción, así como tomar muestra de agua para la línea base de fisicoquímicos. (Línea base de pH, Fe soluble, Ca, Cl)
- Armar Unidad de CoiledTubing con BHA compuesto por motor de fondo y TaperMillTool para realizar corrida de acceso al pozo.

- En caso de encontrarse restricciones, se realizará trabajo de Milling con salmuera; de no ser posible pasar a través de la restricción, se tendrá como contingencia en locación HCl @ 15% inhibido para bombear baches 2 bbl y facilitar el acceso.
- Realizar tratamiento de limpieza de perforados con 20 bbl de HCl @ 15% reciprocando CT en frente de perforados. Desplazar fondos arriba con 80 bbl de salmuera inhibida y empezar a sacar CT hasta superficie.
- Asegurar retorno a línea base del agua de formación.
- Realizar bombeo del tratamiento de disolución de escamas inorgánicas y orgánicas vía CoiledTubing entre 1 a 1.5 bpm. Desplazar volumen del CT con salmuera Inhibida.
- POOH CT hasta 10,000 ft. Permitir un tiempo de remojo de 8 horas para el tratamiento de estimulación.
- Hacer backflow y monitoreo del tratamiento hasta que la mayoría del fluido gastado en fondo retorne a superficie y así evitar la formación o estabilización de emulsiones que afecten la producción.
- Asegurar pH del agua por encima de 6 y concentración de Fe soluble menor a 50 ppm.
- Realizar prueba de pozo post-tratamiento para determinar el beneficio final post estimulación.
- Asegurar retorno a línea base del agua de formación.

- Realizar bombeo del tratamiento de Inhibición de Scale vía CoiledTubing a 1 bpm. Desplazar volumen del CT con salmuera Inhibida.
- POOH CTU. Permitir un tiempo de remojo de 12 horas para el tratamiento de Inhibición.
- Hacer backflow y seguimiento del tratamiento de Inhibición según programa de monitoreo descrito en las Consideraciones de QA/QC.
- Realizar prueba de pozo post-tratamiento para determinar el beneficio final obtenido.

5.2 ETAPA 1: LIMPIEZA DE PERFORADOS

Una vez se haya obtenido acceso por debajo de perforados (15280 ft) se recomienda abrir puertos de circulación y bombear 20 bbl de HCL @ 15% inhibido (10 bbl subiendo y 10 bbl bajando) @ 0.5 bpm.

Desplazar fondos arriba con 80 bbl de KCl @ 2% Inhibido.

Tabla 7. Formulación propuesta para limpieza de perforados

MORICHAL 8 - ARENISCAS INFERIORES - ACID WASH		
PRODUCTO	VOLUMEN (BBL)	Q (bpm)
HCL @ 15% Inhibido	20	0.5
KCL @ 2% Inhibido	80	1.5

Permitir el retorno de todo el volumen bombeado durante esta limpieza previa antes de continuar con el bombeo del tratamiento principal, así como una concentración de Fe^{+2} menor de 50 ppm.

5.3 ETAPA 2: TRATAMIENTO PRINCIPAL PARA DISOLUCIÓN DE DEPÓSITOS ORGÁNICOS TIPO ASFÁLTENOS & DISOLUCIÓN DE ESCAMAS MINERALES TIPO CARBONATOS

A continuación, se propone el esquema de estimulación para el pozo MOR-08 orientado en la disolución de compuestos inorgánicos y la limpieza de depósitos orgánicos. Los volúmenes de los sistemas químicos de disolución de escamas inorgánicas se calcularon de acuerdo al radio estimado de daño para este mecanismo (Aproximadamente 3.5 ft).

Para un radio crítico de deposición de escamas minerales de 3.5 ft, se tiene un volumen aproximado de 80 bbl. Además, se propone limpiar los depósitos orgánicos precipitados en un radio de 4.5 a 8.5 ft, en el cual se posicionaría el tratamiento de inhibición de escamas minerales.

El desplazamiento de los tratamientos se realizará con 27 bbl de crudo Inhibido. A continuación, se muestran las formulaciones y los volúmenes de los sistemas a bombearse en el tratamiento propuesto, considerando bombeo a través de Coiled tubing de 1.5 inch de OD con alrededor de 27 bbl de capacidad.

Tabla 8. Schedule de bombeo propuesto y penetración radial tratamiento de Disolución de asfáltenos y escamas minerales.

MORICAL 8 - ARENISCAS INFERIORES - ESTIMULACION			
PRODUCTO	VOLUMEN (BBL)	Q (bpm)	RADIO DE TRATAMIENTO (ft)
Crudo Inhibido	180	1	8.5
Disolvente de Organicos	125	1	6.4
Mejorador de Adsorcion de Disolvente Scale	25	1	4.2
Disolvente de Scale	80	1	3.5
Desplazamiento CT (Crudo Inhibido)	27	1.5	DISPL
TIEMPO DE CIERRE: 8 horas			
RETORNO DE LOS FLUIDO BOMBEADOS A TANQUES			

Tabla 9. Sistemas propuestos para el trabajo de estimulación química.

TRATAMIENTO PRINCIPAL ORGANICO		
Vol (bbl)	125	
PRODUCTO	CONCENTRACION (gpt)	VOLUMEN (gal)
Diesel filtrado (fluido base)	578	3034.5
Solvente Mutual	60	315
Surfactante	2	10.5
Disolvente de Organicos	50	262.5
Solvente Aromatico	300	1575
Inhibidor de Asfaltenos	10	52.5
SOLVENTE MUTUAL		
Vol (bbl)	25	
PRODUCTO	CONCENTRACION (gpt)	VOLUMEN (gal)
Solvente Mutual	1000	5250
DISOLVENTE DE SCALE		
Vol (bbl)	80	
PRODUCTO	CONCENTRACION (gpt)	VOLUMEN (gal)
KCL @ 2% (fuido base)	298	1001.28
Surfactante	2	6.72
Disolvente de Organicos	700	2352
LIMPIEZA & DESPLAZAMIENTO: CRUDO INHIBIDO		
Vol (bbl)	207	
PRODUCTO	CONCENTRACION (gpt)	VOLUMEN (gal)
Crudo (fuido base)	908	7894
Solvente Mutual	60	522
Surfactante	2	17
Disolvente de Organicos	20	174
Inhibidor de Asfaltenos	10	87

5.4 INHIBICIÓN DE ESCAMAS MINERALES

Una vez el agua de formación del pozo retorne a una concentración de Fe^{+2} por debajo de 10 ppm se puede proseguir con la etapa de inhibición de escamas, la cual tiene la finalidad de mantener la línea base del pozo evitando la formación de sales insolubles.

El tratamiento considera la inhibición de escamas minerales considerando un MIC de 5 ppm de producto inhibidor de scale basado en la composición fisicoquímica de la salmuera de formación. Los 165 bbl de tratamiento al 15% de producto serían suficientes para inhibir la precipitación de escamas de aproximadamente 882570 bbl de salmuera de formación por un tiempo de entre 6 meses a 1 año a una producción de agua de 2418 bwpd. La duración real del tratamiento se establecerá con el monitoreo realizado al primer tratamiento bombeado en el área y de acuerdo al desempeño del tratamiento en formación.

A continuación, se muestran las formulaciones de los sistemas químicos a bombear y los volúmenes propuestos. Se debe tener en cuenta que el volumen de desplazamiento considerado es de 27 bbl considerando bombeo mediante Coiled tubing de 1.5 inch OD.

Tabla 10. Schedule de bombeo propuesto y penetración radial.

INHIBICION DE ESCAMAS MINERALES			
PRODUCTO	VOLUMEN (BBL)	Q (bpm)	RADIO DE TRATAMIENTO (ft)
Sperhead (Solvente Mutual 100%)	80	1	9.6
Preflush (Inhibidor de Scale 1%)	40	1	8.9
Main treatment (Inhibidor de Scale 5%)	165	1	8.5
Overflush (Inhibidor de Scale 1%)	240	1	6.5
Desplazamiento (Inhibidor de Scale 1%)	27	1	DISPL
TIEMPO DE CIERRE: 12 horas			
RETORNO DE LOS FLUIDO BOMBEADOS A TANQUES			

Tabla 11. Sistemas propuestos para el trabajo de Inhibición de Scale

Spearhead: SOLVENTE MUTUAL		
Vol (bbl)	80	
PRODUCTO	CONCENTRACION (gpt)	VOLUMEN (gal)
Solvente Mutual	1000	3360
Preflush: INHIBIDOR DE SCALE @ 1%		
Vol (bbl)	40	
PRODUCTO	CONCENTRACION (gpt)	VOLUMEN (gal)
KCL @ 2% (Fluido base)	968	1526
Surfactante	2	3
Solvente Mutual	20	34
Inhibidor de Scale	10	17
Tratamiento Principal: SISTEMA INHIBIDOR DE SCALE		
Vol (bbl)	165	
PRODUCTO	CONCENTRACION (gpt)	VOLUMEN (gal)
KCL @ 2% (Fluido base)	848	5876.6
Surfactante	2	13.9
Inhibidor de Scale	150	1040
Overflush & Desplazamiento de Coiled Tubing: INHIBIDOR DE SCALE @ 1%		
Vol (bbl)	267	
PRODUCTO	CONCENTRACION (gpt)	VOLUMEN (gal)
KCL @ 2% (Fluido base)	968	10855
Surfactante	2	22
Solvente Mutual	20	224
Solvente Mutual	10	112

6. CONSIDERACIONES PARA EL TRATAMIENTO

- Se recomienda mantener el pozo cerrado durante el soaking time de los tratamientos de disolución e inhibición para obtener un tiempo de remojo suficiente asegurando la disolución de los depósitos orgánicos y las escamas minerales depositadas.
- Luego del trabajo de disolución orgánica/ Inorgánica se debe garantizar una concentración de hierro en el agua de producción por debajo de 50 ppm para continuar con la etapa de inhibición de escamas minerales.
- Una vez sea alcanzada la condición anterior en cuanto a la concentración de hierro en el agua de producción, se deben realizar pruebas de compatibilidad confirmatorias con los tratamientos a bombearse durante la etapa de inhibición.

6.1 CONSIDERACIONES QAQC

Pre-Job:

- Realizar pruebas de compatibilidad entre los sistemas del tratamiento principal con los fluidos de producción de Morichal 08. Asegurar que no se presenten problemas de emulsiones o precipitados.
- Chequear la disponibilidad de productos a utilizar en el trabajo y realizar control y aseguramiento de calidad de los lotes de productos a utilizar.

- Verificar las condiciones y adecuada limpieza de los tanques, cisternas aceradas, líneas, unidad de filtración, y todas las instalaciones donde se vayan a mezclar los sistemas de fluidos.
- Asegurar que las mezclas de cada sistema se realicen de acuerdo a las formulaciones planteadas. Tomar muestras testigo y enviarlas al laboratorio.
- Realizar aseguramiento de la buena operatividad del flowmeter de la unidad de bombeo mediante la realización de una prueba de funcionamiento previa al inicio del bombeo.

During Job:

- Durante la prueba Inicial de Pozo, tomar muestras para analizar las condiciones base antes de iniciar la operación. Verificar el fisicoquímico inicial del agua y las pruebas de Screening y ADT del crudo, como referencia para el análisis de retornos de la Disolución.
- Así mismo tomar muestras de línea base previo al inicio del trabajo de inhibición, realizar fisicoquímico completo del agua que sirva como base para el programa de monitoreo del squeeze de inhibición.
- Realizar el bombeo del trabajo de disolución e inhibición de acuerdo a las recomendaciones y el programa de bombeo establecido. Confirmar que los volúmenes de etapas bombeados corresponden a los volúmenes diseñados mediante el aforo de tanques y el aseguramiento del vaciado de las unidades de almacenamiento.

- Asegurar que se dé a los tratamientos los tiempos de remojo indicados.
- Tomar muestras de los retornos para analizar la fisicoquímica del agua y la estabilidad de los asfáltenos (Pruebas de Screening y ADT).
- Continuar Monitoreando los fluidos de producción hasta obtener retornos limpios.
- Disponer los retornos del tratamiento en las facilidades indicadas de acuerdo con su naturaleza orgánica o inorgánica.

Post Job:

- Después del trabajo completo (Estimulación e Inhibición) es indispensable realizar seguimiento para evaluar el comportamiento del trabajo de disolución e inhibición y su duración, además durante las primeras semanas tomar 1 muestra semanal de agua de formación y luego 1 muestra mensual para análisis de residual de Inhibidor, hacer este seguimiento por 1 año.
- Durante las dos primeras semanas tomar dos muestras semanales para realizar análisis fisicoquímicos básicos y medición de la estabilidad de los asfáltenos por medio de la técnica de ADT.
- Durante las cuatro siguientes semanas tomar una muestra semanal y realizar los mismos análisis sugeridos.
- Durante las cuatro siguientes semanas tomar una muestra quincenal y realizar los mismos análisis sugeridos.

- Durante las seis semanas siguientes semanas tomar una muestra mensual y realizar los mismos análisis sugeridos.

6.2 PRUEBAS DE POZO

Para la adecuada evaluación del trabajo, debe realizarse una Prueba de Pozo inicial, que sirva como línea base del tratamiento de Disolución de escamas Orgánicas e Inorgánicas. Después de esta disolución, cuando haya retornado el tratamiento y las condiciones del fluido del pozo estén cercanas a las condiciones base, realizar otra Prueba de Pozo con el propósito de evaluar el beneficio del trabajo de estimulación.

Así mismo previo al inicio de la inhibición de escamas Minerales se debe realizar una prueba de pozo y se deben tomar muestras de agua de formación para identificar la línea base del fisicoquímico de agua.

7. COSTOS DEL TRATAMIENTO

Los costos estimados se realizan teniendo en cuenta los productos a usarse durante las etapas de Acid Wash, Estimulación química e Inhibición de Scale

Tabla 12. Costo Acid Wash

ACID WASH (1 ACID TRANSPORT)			
PRODUCTO	CONCENTRACION (gpt)	VOLUMEN (gal)	USD/gal
HCL @ 15%	1000	840	\$ 12,440.40
KCL @2% INHIBIDO (1 FRAC TANK)			
PRODUCTO	CONCENTRACION (gpt/ppt)	VOLUMEN (gal/lb)	USD/gal
KCL	167	1402.8	\$ 1,178.35
Solvente Mutual	10	84	\$ 1,071.00
Surfactante	2	16.8	\$ 528.36
Agua Fresca	288		
			\$ 2,777.71
Total Quimicos Acid Wash			\$15,218.11

Tabla 13. Costo Estimulación Química

CRUDO INHIBIDO (1 FRAC TANK) - PREFLUSH/DISPL.			
PRODUCTO	CONCENTRACION (gpt)	VOLUMEN (gal)	USD/gal
Crudo MOR-08	908		
Solvente Mutual	60	630	\$ 8,032.50
Surfactante	2	21	\$ 660.45
Disolvente de Organicos	20	210	\$ 2,618.70
Inhibidor de Asfaltenos	10	105	\$ 2,596.65
TRATAMIENTO ORGANICO (1 ACID TRANSPORT)			
PRODUCTO	CONCENTRACION (gpt)	VOLUMEN (gal)	USD/gal
Diesel filtrado	578	3058.776	
Solvente Mutual	60	317.52	\$ 4,040.38
Surfactante	2	10.584	\$ 332.87
Solvente Aromático	300	1587.6	\$ 20,083.14
Disolvente de Organicos	50	264.6	\$ 3,299.56
Inhibidor de Asfaltenos	10	52.92	\$ 1,308.71
SOLVENTE MUTUAL (1 ACID TRANSPORT)-SPEARHEAD			
PRODUCTO	CONCENTRACION (gpt)	VOLUMEN (gal)	USD/gal
Solvente Mutual	1000	1050	\$ 13,387.50
TRATAMIENTO INORGANICO			
PRODUCTO	CONCENTRACION (gpt/ppt)	VOLUMEN (gal/lb)	USD/gal
Agua Fresca	298		
KCL	167	170.4402	\$ 143.17
Disolvente de Organicos @ 70%	700	2381.4	\$ 56,820.20
Surfactante	2	6.804	\$ 213.99
Total Quimicos Estimulación			\$ 113,545.82

Tabla 14.Costo Inhibición de Scale

INHIBICION DE SCALE-SPEARHEAD			
PRODUCTO	CONCENTRACION (gpt)	VOLUMEN (gal)	USD/gal
Solvente Mutual	1000	3360	\$ 42,840.00
SALMUERA+INHIBIDOR DE SCALE (1 FRAC TANK)-SPACER / OVERFLUSH / DISP			
PRODUCTO	CONCENTRACION (gpt/ppt)	VOLUMEN (gal/lb)	USD/gal
Agua filtrada			
KCl	167	2384.76	\$ 2,003.20
Solvente Mutual	20	285.6	\$ 3,641.40
Inhibidor de scale	10	142.8	\$ 2,677.50
Surfactante	2	28.56	\$ 898.21
INHIBICION DE SCALE-TRATAMIENTO PRINCIPAL			
PRODUCTO	CONCENTRACION (gpt/ppt)	VOLUMEN (gal/lb)	USD/gal
Salmuera			
KCl	167	1164.324	\$ 978.03
Surfactante	2	13.944	\$ 438.54
Inhibidor de scale	150	1045.6	\$ 19,608.75
Total Quimicos Inhibición de Scale			\$ 73,085.63

8. CONCLUSIONES

- El análisis de tendencias realizado al agua de producción del pozo MOR 8 confirmo una alta tendencia incrustante tanto en CaCO₃ como BaSO₄ en fondo y superficie.
- Se cuantifica que los depósitos de CaCO₃ que se han acumulado hasta la fecha superan las 28000 lb.
- El trabajo de estimulación al pozo MOR 8 podría recuperar el IP del pozo y evitar la precipitación de scale en fondo mientras dure el tratamiento.
- Como medida preventiva para evitar pérdidas de producción en el pozo se deberá hacer un squeeze con inhibidor de scale con seguimiento de residual.
- EL tratamiento propuesto para inhibir la precipitación de escamas tendría una duración para aproximadamente 882570 bbl de agua de formación por un tiempo de entre 6 meses a 1 año a una tasa de producción de 2418 bwpd.
- El costo total del tratamiento químico de remoción seria 128,7kUSD y control de incrustación 73 kUSD, con la recuperación de un 20% del IP del pozo la producción se incrementaría en 142 bopd recuperando la inversión en menos de 60 días.
- El costo de los tratamientos posteriores de mantenimiento será inferior, pues únicamente se requeriría del squeeze control de incrustación.

BIBLIOGRAFÍA

A. PIERRE, M., Yalcin. Scale identification and treatment. Paris 2013.

CHAMPION TECHNOLOGIES SERVICES. Incrustaciones 101 tema de ayuda. 2007.

CASTRO HERNÁNDEZ. Henry Fernando; GAMEZ MEJÍA, Christian José. Evaluación de la depositación de incrustaciones en sistemas de bombeo electrosumergible del campo Cantagallo. Tesis de grado Ingeniero de Petróleos. Universidad Industrial de Santander, 2009.

FERNANDEZ V., Jorge A & VARGAS B., Arnulfo. Evaluación de incrustaciones en líneas de producción de los campos Morichal, La Gloria Norte y La Gloria, empresa Perenco LTDA, Tesis de grado, Universidad Industrial de Santander, 2001.

KILPATRICK, P., & SPIECKER, M., "Asphaltene Emulsions", Cap. 30, Encyclopedic Handbook of Emulsion Technology, Marcel Dekker, Inc, New York. 2001.

KING, George, et al. La lucha contra las incrustaciones-Remoción y prevención. Houston Texas. Oilfield Review, 1999, vol. 11, p. 30-49.

NALCO/EXXON ENERGY CHEMICALS, L.P. Oilfield Chemicals, training manual, Part 5, Scale. 1998.

NACE INTERNATIONAL. Standard. Laboratory Screening Tests to Determine the Ability of Scale Inhibitors to Prevent the Precipitation of Calcium Sulfate and Calcium

Carbonate from Solution (for Oil and Gas Production Systems). Houston, Texas, 2007.

NACE INTERNATIONAL. Laboratory Screening Test to Determine the Ability of Scale Inhibitors to Prevent the Precipitation of Calcium Sulfate and Calcium Carbonate from Solutions (for Oil and Gas production Systems). 2007. National Association of Corrosion Engineers, 2007.

NACE INTERNATIONAL. Comparison of scale index calculations and two Predictive models, The NACE International Annual Conference and Exposition, Paper N° 186.

ODDO, J. E.; TOMSON, M. B. Scale control, prediction and treatment or how Companies evaluate a scaling problem and what they do wrong. J. E. Oddo and M. B. Tomson, Paper, 1992, no 34.

PAREDES, Jorge. Nueva tecnología para el control de incrustaciones en aguas asociadas a la producción de petróleo. New Scale Inhibition Technology for Oil Industry. Latin America Technical Marketing, Oil Field E&P. Patagonia Argentina, November de 2006.

PERENCO COLOMBIA LIMITED. Operations, Corporate Social Responsibility, in Colombia. 2015. Disponible en: <http://www.perenco-colombia.com/>