

ACIPET

Herramienta computacional predictiva del comportamiento de fluidos inhibidores de escamas inorgánicas en medio poroso.

C.E. Estupiñán*, Universidad Industrial de Santander; L.F. Carrillo, Universidad Industrial de Santander; L.A. Torres, Universidad Industrial de Santander; R. Zabala, Ecopetrol S.A.; N. Santos, Universidad Industrial de Santander; H. Buendía, Universidad Industrial de Santander.

*A quien debe dirigirse a correspondencia. Email: luis2188723@correo.uis.edu.co

Categoría: Marque con una "X"

- Artículo Técnico
- Tesis Pregrado
- Tesis Posgrado

Derechos de Autor 2022, ACIPET

Este artículo técnico fue preparado para presentación en el XIX Congreso Regional Colombiano de Petróleo, Gas y Energía organizado por ACIPET en Cartagena, Colombia.
Este artículo fue seleccionado para presentación por el comité técnico de ACIPET, basado en información contenida en un resumen enviado por el autor(es).

Resumen

Durante el proceso de extracción del petróleo, se precipitan compuestos minerales o sales en los espacios porosos cercanos al pozo o en tuberías, facilidades y equipos de superficie por efecto de los cambios termodinámicos o alteraciones a los que se vea sometida el agua de formación. Las escamas inorgánicas, como se le conocen a estas incrustaciones, cuestan a la industria petrolera billones de dólares al año por pérdidas en la productividad. Por tanto, se hace necesario implementar tratamientos para evitar que estas sales se adhieran y taponen el medio poroso.

Uno de los métodos utilizados para enfrentar este tipo de problema es el uso de agentes inhibidores que eviten o mitiguen la depositación de la escama previniendo su formación durante cierto tiempo de permanencia en la superficie del poro. El propósito de este trabajo experimental es presentar una herramienta que permite analizar el fenómeno de inhibición de las escamas inorgánicas.

Las gráficas obtenidas por la herramienta fueron comparadas con curvas de desempeño de inhibidores reales de laboratorio y campo, obteniendo ajustes satisfactorios para ambos casos. En adición, la herramienta desarrollada permite obtener gráficas del comportamiento del fluido inhibidor en el interior del pozo, de manera que se puede predecir cómo ocurre la desorción del inhibidor radialmente.

Introducción

Las escamas, en la industria petrolera, son los compuestos minerales o sustancias cristalinas, de tipo orgánico o inorgánico, que pueden formarse durante los procesos de extracción de hidrocarburos cuando se presentan alteraciones de tipo composicional o termodinámico en los fluidos líquidos del yacimiento.

Estas incrustaciones representan uno de los aspectos más problemáticos en la industria. Se estima que el impacto económico de las escamas causa costos por más de 1.4 billones de dólares anuales a nivel mundial (Frenier et al., 2018). En el ámbito nacional, las escamas comprometen el 25% de la producción debido a su tendencia de formación por la composición y los cambios termodinámicos de las aguas de formación de los campos colombianos. En adición, se estima que la depositación de CaCO₃, la escama con la tendencia de formación más predominante, se deposita a una razón entre las 28 y 63 toneladas diarias en los campos nacionales. (Martínez, 2017).

Por esto, la manera más económica y eficiente de mantener la producción de un pozo evitando los bloqueos es a través de la inyección de inhibidores químicos capaces de reducir la tasa de formación de escamas. Su función principal es prevenir la nucleación y el crecimiento de los cristales con concentraciones de solamente algunos miligramos por litro. El resultado esperado es que el inhibidor inyectado en el yacimiento sea capaz de evitar la formación de dichas escamas en el medio poroso permaneciendo adherido a éste el mayor tiempo posible. El ideal es que la duración esperada de un tratamiento de inhibición fuera de entre 1 y 2 años, pero actualmente estos duran en promedio alrededor de 2 o 3 meses por una mala predicción de las concentraciones ideales y un diseño no óptimo del tratamiento inhibidor, implicando aumento de costos. Por lo anterior se hace necesario utilizar herramientas cada vez más avanzadas que permitan tomar mejores decisiones para mantener la producción de los pozos basándose en el análisis de los datos característicos del problema.

Escamas inorgánicas

Las escamas son depósitos de tipo salino que se precipitan en la salmuera que circula por el medio poroso y posteriormente se acumulan causando taponamientos. Éstas aparecen como resultado de las reacciones químicas de aniones y cationes presentes en el agua de formación de un yacimiento y por las variaciones de la temperatura y la presión durante la producción de petróleo. Otras actividades como la inyección de fluidos, la liberación de gases disueltos como el CO₂ y las variaciones en las saturaciones de dichos iones pueden alterar la temperatura, la presión y por ende su composición trayendo como consecuencia que el equilibrio químico y termodinámico se altere fomentando la depositación, el posterior crecimiento de los cristales y formación final de la escama al interior de las gargantas porosas. (Civan, 2000)

Para que la escama se forme se deben completar las siguientes etapas:

a) Alteración de las condiciones fisicoquímicas que llevan a una sobresaturación de las aguas de formación. Esta sobresaturación se puede presentar por diversas condiciones (Hoang 2015):

- **Calentamiento o enfriamiento:** Enfriar una solución salina de solubilidad normal o calentar una solución salina de solubilidad inversa puede dar como resultado sobresaturación.
- **Evaporación del agua:** La solución se vuelve más concentrada cuando el agua se evapora. Después de un periodo de tiempo suficientemente largo, ésta comienza a saturarse y luego a sobresaturarse. El contacto de una solución saturada con una superficie caliente puede llevar a la depositación directa en esa superficie.
- **Mezcla de soluciones (o aguas):** El límite de solubilidad puede excederse cuando una sal soluble se adiciona a una solución de otra sal, la cual tiene un ion común o produce una sal escasamente soluble. La condición de sobresaturación se alcanza cuando el producto iónico se vuelve mayor que la constante de solubilidad.
- **Mezcla de soluciones saturadas:** Debido al cambio de la solubilidad con la temperatura, la mezcla de aguas saturadas puede resultar también en condiciones de sobresaturación.

b) Inicio de la formación de pequeños núcleos de cristales (Nucleación).

Se define como el proceso en el cual se forman las primeras fases cristalinas en un sistema de aguas. La nucleación es la etapa inicial de la formación de la escama, la cual ocurre con la mínima sobresaturación del compuesto presente en la capa.

Inhibición de Escamas Inorgánicas

Teniendo en cuenta lo expuesto anteriormente y que las empresas están en una constante lucha por que la producción de los pozos de petróleo sea ininterrumpida económica y eficiente, la mejor manera es mediante la inyección de inhibidores químicos capaces de reducir la tasa de formación de las escamas. Su función principal es prevenir formación de los cristales con concentraciones de solamente algunos miligramos por litro.

Hay dos categorías en general de productos de inhibición: polímeros y no polímeros. Los primeros son buenos inhibidores de la nucleación mientras que los segundos son buenos previniendo el crecimiento del cristal (Zhang, 2015).

Tipos de Inhibidores

Los inhibidores se pueden clasificar en inorgánicos y orgánicos (Martínez, 2017) de acuerdo con la composición de los productos. Dentro de los orgánicos también existe una subclasificación entre ésteres, fosfonatos y polímeros. Dentro de los inorgánicos, en cambio, son más comunes los polifosfatos.

1) Orgánicos:

- **Ésteres:** Los ésteres genéricos más comúnmente usados en la industria del petróleo son: ésteres amino fosfato y alcohol fosfato. Son efectivos a bajas concentraciones más que otros inhibidores y no se ven afectados por bajos pH ni tampoco por altas concentraciones de sal. Funcionan como modificadores de crecimiento de los cristales de sulfato de bario y estroncio y no se recomiendan para inyección forzada (Squeeze) por su rápido desgaste.
- **Polímeros:** Se utilizan a temperaturas por encima de los 350 °F, lo cual les permite ser más estables que los anteriores. Funcionan como dispersantes y actúan como modificadores de cristales efectivos en la mayoría de las incrustaciones. Se pueden monitorear fácilmente ya sea en squeeze o en inyección continua además de tener buenas propiedades de adsorción y desorción, pero son altamente costosos.
- **Fosfonatos:** Son los más recomendados para el tratamiento de CaCO₃. Estable a altas temperaturas (más que los ésteres) logrando ser efectivo a más de 350°F. Inhiben gran cantidad de depósitos incrustantes siendo aplicados ya sea por inyección forzada o inyección continua, pero se ven afectados por la presencia de hierro y en salmueras con altos contenidos de calcio.

2) Inorgánicos:

- **Polifosfatos:** Son materiales sólidos inorgánicos no cristalinos que se clasifican como simples (rápida disolución en agua) o de solubilidad controlada (disolución lenta en agua). Son relativamente económicos y actúan como modificadores de cristal, pero tienen baja solubilidad en salmueras y pueden formar precipitados de fosfato de calcio.

Fenómeno de Adsorción

Autores como Kerver y Heilhecker en 1969, Miles en 1970, Vetter en 1973, Meyers en 1985 Schuler en 1985, Sorbie en 1991 y 2005 y Khormali en 2016 coinciden en que el mecanismo principal de retención del inhibidor en el medio poroso es el de adsorción.

Este mecanismo se da a través de que partículas de una sustancia que se denomina adsorbato (inhibidor), se concentran sobre la superficie de otra que se denomina adsorbente (roca) y quedan adheridos a él. Este fenómeno depende de la naturaleza del fluido, la litología de la formación, la temperatura, la concentración del fluido, y algunos otros factores. Por lo anterior, se hace necesario estudiar cada sistema roca-fluido con el fin de conocer la manera como se retiene el adsorbato sobre la superficie porosa (Sánchez et al., 2017)

Metodología

La investigación se centró entonces en desarrollar una herramienta computacional capaz de predecir el desempeño de un tratamiento inhibidor tipo squeeze de manera que se optimizaran la producción y los costos de tratamiento a nivel de campo. Se diseñó entonces una investigación que permitiera plantear un modelo mejorado de dicho fenómeno enfrentando el problema en dos frentes: uno práctico y uno teórico.

Frente Práctico

El objetivo del frente práctico fue representar las condiciones a las que suceden los fenómenos en campo, pero a nivel de laboratorio por medio de desplazamientos (coreflooding) del fenómeno de adsorción de un inhibidor en un medio poroso. El estudio se focalizó en replicar experimentalmente el comportamiento de la desorción (pérdida de adsorción del fluido después de un tiempo) para cargar los datos al modelo programado.

Además de esto, se configuró el experimento de manera que se replicaran pozos candidatos a un tratamiento de inhibición de escamas. Estos se seleccionaron con base en dos criterios principales:

- Elevada tendencia incrustantes (Tendencia a la formación de CaCO_3 en concentraciones mayores a 100 mg/L).
- Alto potencial de producción (Mayor a 500 BOPD).

Una vez determinados los protocolos de las pruebas se iniciaron los experimentos. La duración total de las pruebas de laboratorio fue de 1 año durante el cual se realizaron más de 100 ensayos de laboratorio que incluyeron:

- Pruebas de caracterización fisicoquímica de los inhibidores: Densidad, pH, Índice de refracción, Solubilidad y Tensión interfacial.
- Pruebas de caracterización fisicoquímica de crudo: Viscosidad, API y BSW
- Pruebas de interacción fluido-fluido: Sludge, Rompimiento de Emulsiones, Compatibilidad.
- Pruebas de interacción roca-fluido: Mojabilidad Visual, Adsorción estática, Mínima concentración de inhibición (MIC), 6 pruebas de Coreflooding
- Pruebas de cuantificación: Determinación de fósforo

Ya que es clave decidir la manera como se va a realizar el proceso experimental para que se pueda obtener la mayor cantidad de información posible del fenómeno de interés, en la figura 1 se resume de manera breve los criterios tenidos en cuenta en la planeación y programación de las pruebas experimentales que posteriormente entregarían los datos a cargar en el modelo matemático:

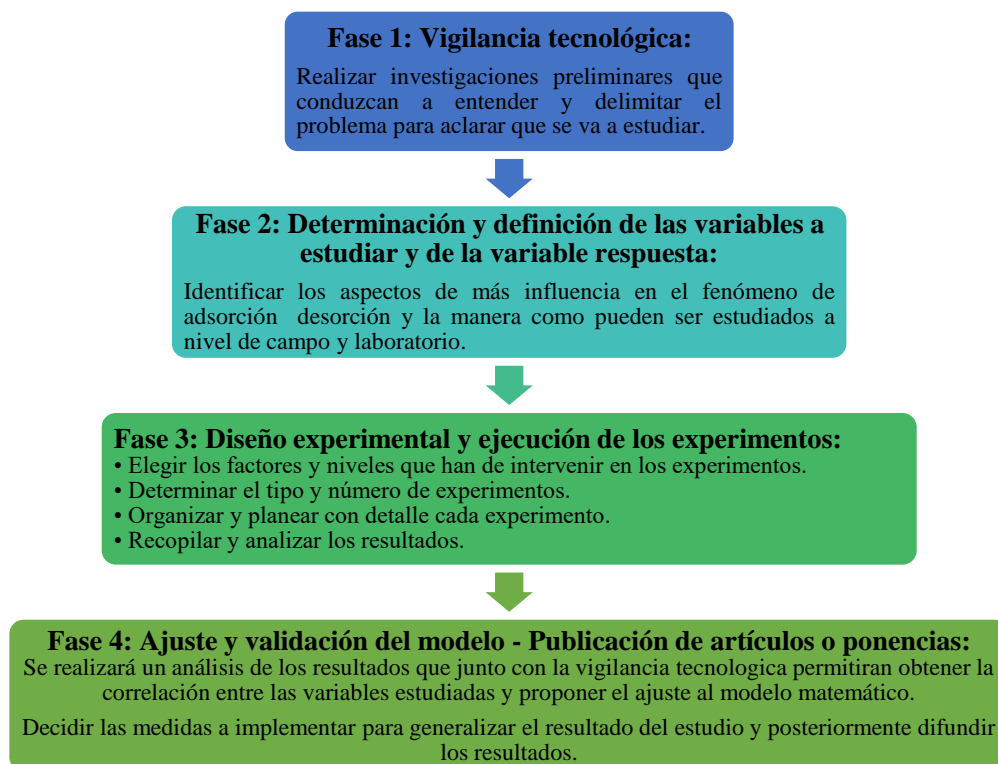


Fig. 1. Síntesis de los criterios tenidos en cuenta para el diseño experimental

Para este estudio, se diseñó un conjunto de técnicas que permitieran entender mejor las situaciones complejas de relación causa-efecto, así como también se clasificó la lista de variables que intervienen en el proceso y posterior formación de estos cristales. El punto clave de un estudio de inhibición de escamas inorgánicas debe enfocarse en determinar el efecto que tienen las variables que inciden en el tratamiento de inhibición (que algunos autores llaman factores) sobre su resultado final (duración del tratamiento). Por lo tanto, es pertinente plantear lo siguiente:

¿Qué variables y como impactan en la Adsorción/Desorción de un inhibidor de escamas de sulfato de bario en un medio poroso para la construcción de un modelo matemático?

Teniendo en cuenta que la inhibición de escamas de sulfato de bario es un proceso efectivo en la medida en que un inhibidor logre ser fuertemente adsorbido en dicho medio y su desorción sea prolongada en el tiempo, se identificó que las variables que más influyen en el proceso son el tipo de mineralogía, el volumen y la concentración del inhibidor, la cantidad de escama precipitada, presión, temperatura y composición química y otras relativas a las operaciones de cualquier campo como el tiempo de remojo del inhibidor inyectado y la permeabilidad. Además, algunos autores han reportado que, para la adsorción en los procesos de inyección forzada (Squeeze), la interacción roca-fluido está gobernada por la isoterma de adsorción $\Gamma(C)$, la cual describe la relación entre la cantidad de inhibidor adsorbido en la roca y la concentración del inhibidor en la solución inyectada. Esta isoterma depende de factores como el tipo de inhibidor, el pH de la solución, la temperatura y la composición de la salmuera y es un factor primordial en los parámetros de entrada de los modelos computacionales que intentan simular dichos procesos (Zhang et. al 2000).

En el grupo empresarial Ecopetrol se identificaron temperaturas de trabajo en fondo de pozo establecidas en 2 límites representativos de yacimientos colombianos: 200 y 250°F. Además de esto, los pozos objetivo que puedan ser candidatos a un tratamiento por daño de formación se seleccionan con base en dos criterios principales:

- Que tengan tendencias incrustantes
- Que tengan un alto potencial de producción

Una vez establecidos los criterios de selección de los pozos se utilizó bases de datos proporcionadas por el Grupo Empresarial Ecopetrol S.A. con la información de la petrofísica básica obtenida de plugs de los diferentes campos del País y se realizó una distribución de frecuencias que determinó el conjunto de permeabilidades para definir la región experimental de esta variable observando que un 47% de los datos se encuentra en el rango de valores de permeabilidad de 1 mD hasta 86 mD y un 70 % de los

datos se concentran en permeabilidades menores a 400 mD. Finalmente, el 100% de los valores de permeabilidad correspondió a valores menores de 1.000 mD basándose en los dos criterios de selección anteriores. Los rangos en los cuales se obtuvo la mejor proximidad en los valores de frecuencia fueron 30 mD (Baja K), 200 mD (Media K) y 1.000 mD (Alta K) por lo cual se usaron en las pruebas de desplazamiento (coreflooding) en el laboratorio.

En estos ensayos se incluyó la evaluación de dos inhibidores comerciales (los de mayor uso en el grupo empresarial Ecopetrol S.A.), una salmuera y un crudo de un yacimiento colombiano con problemas de escamas y alto potencial de producción.

El frente teórico se completó con la realización de las pruebas experimentales que se obtuvieron del criterio experimental, las cuales fueron realizadas en el parque tecnológico Guatiguará. Las pruebas realizadas se resumen en la Tabla 1:

Tipo de prueba	Prueba	Cantidad
Caracterización básica de inhibidores	Densidad	2
	pH	2
	Tensión interfacial	2
	Índice de Refracción	2
	Solubilidad	2
Caracterización de crudo	Viscosidad	1
	API	1
	BSW	1
Interacción fluido-fluido	Sludge	2
	Mojabilidad	2
	Emulsiones	6
	Compatibilidad Acido Vivo	12
	Compatibilidad Acido Gastado	12
	Compatibilidad envenenando con hierro	12
	Compatibilidad envenenando con calcio	12
	Permeabilidad	6
Interacción roca-fluido	Porosidad	6
	Adsorción estática	5
	Mínima concentración de inhibidor (MIC)	14
	Desplazamiento (Coreflooding)	6
	Total de pruebas:	108

Tabla. 1. Tipo y número de pruebas involucradas en el desarrollo experimental

Frente Teórico

Al respecto del fenómeno físico, Meyers y Sorbie iniciaron su planteamiento matemático considerando una ecuación que describe el balance de masa para el transporte de una fase acuosa en un medio poroso el cual es la base de la presente investigación.

El objetivo final del modelo matemático de inhibición era crear una herramienta efectiva que permitiera la predicción del comportamiento del inhibidor en el yacimiento y la optimización del proceso de inyección en campo en términos de adsorción, el cual, en conjunto con los desplazamientos pudieran servir para hacer el modelo más preciso.

En el caso de la adsorción, los autores Meyers y Sorbie, iniciaron su planteamiento matemático considerando una ecuación que describía el balance de masa para el transporte de una fase acuosa en un medio poroso.

$$\frac{\partial C}{\partial t} + \frac{1 - \phi}{\phi S_w} \frac{\partial \Gamma}{\partial t} + \frac{\beta}{r} \frac{\partial C}{\partial r} = 0 \quad \dots\dots\dots(1)$$

Donde: $\frac{\beta}{r} = \frac{Q_w}{2\pi h \phi S_w}$

La cual es una ecuación diferencial de primer orden. Aplicando la regla de la cadena se tiene que:

$$\frac{\partial \Gamma}{\partial t} = \left(\frac{\partial \Gamma}{\partial C}\right)_c \left(\frac{\partial C}{\partial t}\right) \dots\dots\dots(2)$$

y resolviendo se tiene que:

$$\frac{\partial C}{\partial t} + \frac{V}{\left[1 + \frac{1-\phi}{\phi S_w} \left(\frac{\partial \Gamma}{\partial C}\right)_c\right]} \frac{\partial C}{\partial r} = 0 \dots\dots\dots(3)$$

En el caso de la desorción se tiene que:

$$\frac{\partial \Gamma}{\partial t} = r_2 (\Gamma_{eq}(C) - \Gamma) \dots\dots\dots(4)$$

Donde:

C = concentración del inhibidor mg/L
 t= tiempo (días)
 h = espesor de la formación (ft)
 Γ = Nivel de adsorción en la roca (mg/L)
 Γ_{eq} = Nivel de equilibrio a la concentración C

Si = Saturación de agua
 ϕ = Porosidad
 r = distancia radial (ft)
 r_2 = Tasa de desorción cinética (días⁻¹)

El parámetro r_2 corresponde a la tasa de desorción cinética del inhibidor a una concentración C y tiene varios efectos, entre ellos que representa un incremento en la distancia de penetración en la formación cuando se inyecta el inhibidor y que después de un periodo de cierre para remojo suficientemente largo, asegura que la desorción del inhibidor será un proceso lento.

Según Sorbie et. al. (1991), la duración del tratamiento está en función del valor de r_2 puesto que controla qué tan rápido ocurre la reacción del inhibidor sobre el medio poroso (teniendo en cuenta que debe haber un balance entre éste, la adsorción y la tasa de flujo del fluido). Además, la dependencia de la adsorción con el tiempo (y con la permeabilidad y la tasa) permite que sea contactada una mayor cantidad de roca y en conjunto con el cierre ayuda a garantizar que se alcance la máxima adherencia sobre el medio poroso demorando la liberación del inhibidor.

Se puede decir que:

$$\frac{\partial \Gamma}{\partial t} = \frac{(\Gamma_i^{n+1} - \Gamma_i^n)}{\Delta t} = r_2 (f(C_i^{n+1}) + \Gamma_i^{n+1}) \dots\dots\dots(5)$$

La solución de la ecuación 4 que contiene la variable objetivo (r_2) sería:

$$\Gamma_i^{n+1} (1 + r_2 \Delta t) = r_2 \Delta t f(C_i^{n+1}) + \Gamma_i^n \dots\dots\dots(6)$$

Ahora bien, el enfoque de este estudio se enfatizó en el análisis de la variable r_2 más conocida como tasa de desorción cinética debido a que es una medida de la distancia de penetración del inhibidor en el yacimiento y que ha sido de las menos estudiadas a pesar de tener gran importancia dentro del fenómeno. El tratamiento matemático que se realizó en torno a esta variable arrojó como resultado la siguiente ecuación para desorción:

$$\frac{\partial \Gamma}{\partial t} = \frac{r_2 (\Gamma_{eq}^{n+1} - \Gamma_i^n)}{(1 + \Delta t r_2)} \dots\dots\dots(7)$$

La cual constituye nuestro aporte matemático al ajuste del modelo de adsorción/desorción de un inhibidor en el medio poroso.

Resultados

Una vez obtenida la ecuación del ajuste los datos de laboratorio, así como de las curvas de adsorción vs. concentración, se programó en MATLAB una herramienta computacional con el fin de crear un medio para la validación de dicho ajuste y obtener una comparación con los resultados de las 6 pruebas de Coreflooding, los datos de la literatura y los datos de campo. Los resultados se muestran en la Figura 2:

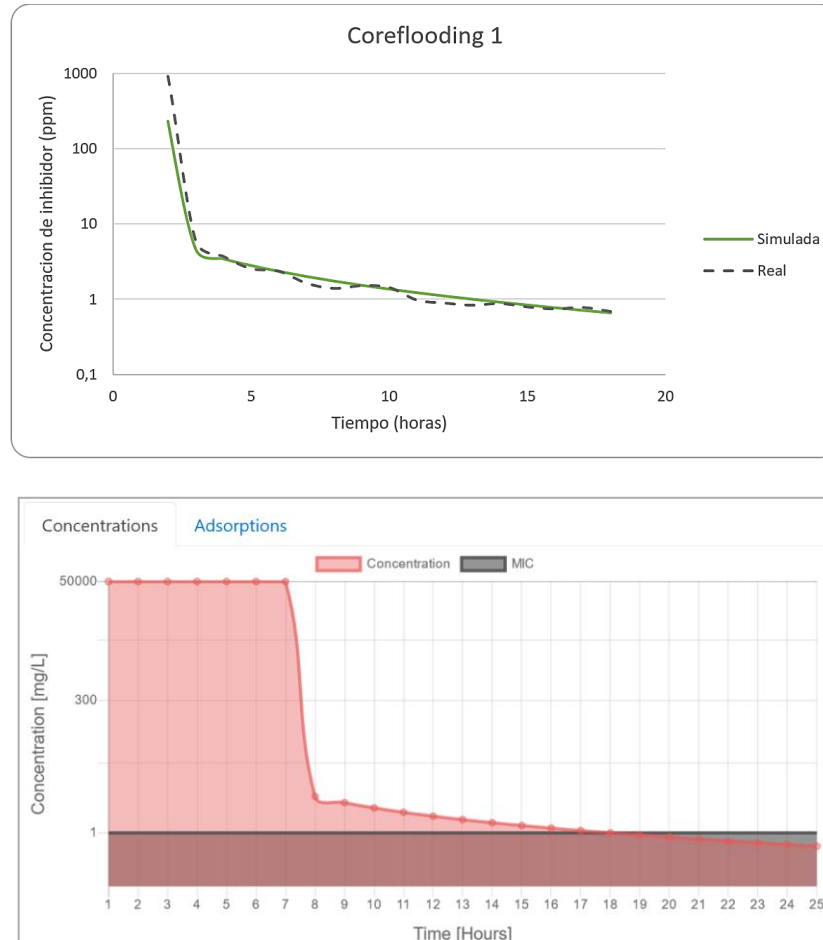


Fig. 2. Ejemplo de resultados calculados con datos de los Coreflooding obtenidos en el laboratorio (arriba) y su correspondiente ejemplo de los resultados que muestra la herramienta (abajo).

El software fue cargado con información de un artículo científico que reporta la cantidad suficiente de variables para cargar el modelo. Para el caso, en el artículo SPE 64755 de los autores Zhang, H., Mackay, E.J. y Chen, P., se encontró la información suficiente para la realización de las corridas de simulación. Los resultados se muestran en la Figura 3. En el caso de información de campo, el campo seleccionado pertenece a la Vicepresidencia regional Sur de Ecopetrol S.A. y para la simulación será llamado Campo Y por razones de confidencialidad. El campo es ampliamente conocido por sus altas tasas de deposición de Calcita y Barita y los resultados de su análisis se ven en la Figura 4.

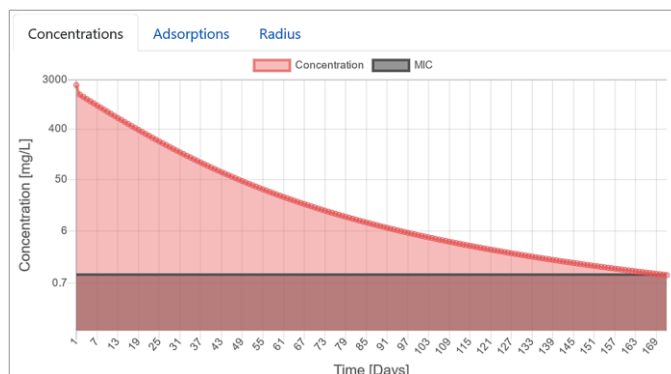
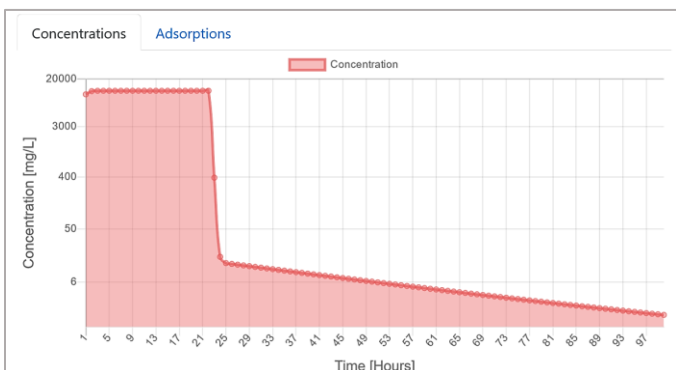
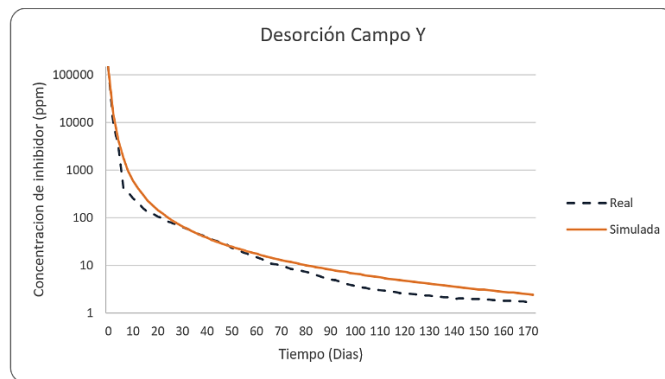
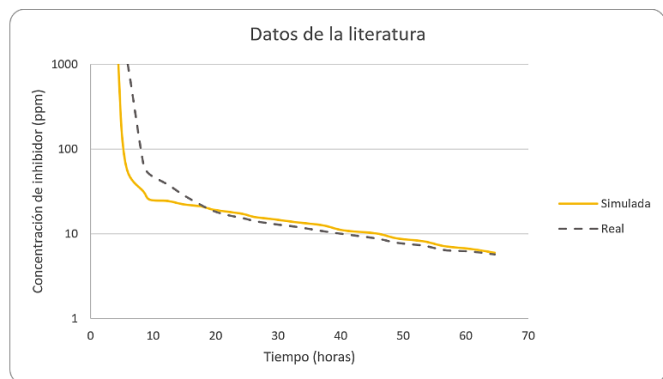


Fig. 3. Ejemplo de resultados calculados con datos de la literatura (arriba) y su correspondiente ejemplo de resultados que muestra la herramienta (abajo).

Fig. 4. Ejemplo de resultados calculados con datos del campo Y (arriba) y su correspondiente ejemplo de resultados que muestra la herramienta (abajo).

Discusión

El ajuste matemático propuesto en este estudio mostró concordancia con los datos obtenidos en los Coreflooding. Se puede observar en las Figuras anteriores que el resultado de las simulaciones hechas con la herramienta computacional preparada, es prácticamente idéntico a la curva de desorción obtenida en laboratorio, obteniendo una diferencia promedio para los Coreflooding de solamente el 2.53%. Esta diferencia se ve influenciada por el ajuste de parámetros propios del fenómeno de adsorción / desorción y por la propia variable r_2 objeto de este estudio, así como las unidades de medida utilizadas.

En el caso de la literatura, para algunos autores, obtener los datos de desorción reales puede llegar a ser muy costoso y los datos se adquieren a medida que se desarrolla la actividad en campo. Para una empresa, lo más eficiente es el uso de datos que le permitan tomar decisiones de manera rápida y con resultados ajustados, por lo cual la mejor forma de proveer una idea acertada y económica del comportamiento de la desorción en un campo son los Coreflooding y la simulación en las cuales se pueden analizar variables y se puede predecir el comportamiento de los tratamientos antes de ejecutarlos en campo.

En los resultados de campo y de la literatura el ajuste propuesto logra predecir el comportamiento de la desorción teniendo en cuenta los cambios en la magnitud de la cantidad de fósforo de los efluentes. Es decir, si la caída de la concentración es bastante aguda, la predicción también lo es y si la desorción es lenta (gradual) también la representa, lo cual es un indicativo que el análisis matemático es ajustado a la realidad del fenómeno.

Para la curva del campo Y mostrada en la Figura 3, se observa un ajuste bastante aproximado a la curva real y a su vez, que esta curva alcanza los límites de la concentración límite de inhibición (MIC por sus siglas en inglés) en un tiempo de 172 días lo cual constituye el tiempo promedio de un tratamiento de inhibición en campo. Hoy en día existen muchas empresas que proporcionan productos de inhibición de escamas inorgánicas y una porción de ellos son evaluados en estudios realizados por el laboratorio de análisis petrofísicos de la UIS, según los cuales, dichos productos tienen un MIC que oscila entre 2 y 50 ppm, y solamente una marca comercial provee de esos productos logra alcanzar concentraciones de 2 ppm como concentración límite por debajo de la cual no se presenta inhibición de la escama.

La información del campo Y permite analizar que si se usa un inhibidor con un MIC de 2 ppm logrará alcanzar un tiempo de inhibición superior a los 170 días y en contraposición, un inhibidor con un MIC de 12 ppm logrará alcanzar tiempos de inhibición de entre 60 y 70 días y uno con el MIC de 50 ppm solamente logrará inhibir la escama por un lapso de entre 30 y 34 días, lo cual

evidentemente trae la consecuencia de tener que repetir el tratamiento de inhibición más frecuentemente aumentando los costos y las paradas de la producción del campo, o lo que es lo mismo, un inhibidor con un MIC de 50 ppm, se deberán hacer entre 11 y 12 tratamientos en el campo Y por año. En contraparte, para el inhibidor con MIC de 2 ppm solamente se necesitan 2 tratamientos por año.

Conclusiones

Se pudo observar que el ajuste matemático propuesto para el modelo de inhibición arroja diferencias mínimas con respecto a los datos reportados por la literatura, con los datos reportados en campo y con los datos obtenidos por este mismo estudio en el laboratorio (Coreflooding).

El promedio de diferencias presentadas en los Coreflooding fue ajustado en la representación de los datos concentración de fósforo en los tiempos finales de las curvas de desorción analizadas, lo cual implica que es una aproximación muy ajustada y puede ser considerada útil para estudios de tipo comparativo en la evaluación del desempeño de un inhibidor o en proyectos multiscale y en la optimización de los cálculos para examinar la sensibilidad de la vida de los tratamientos y otras estrategias operacionales.

Al realizar el diseño del tratamiento de inhibición de escamas el éxito depende de que sean bien analizadas las variables relacionadas con el campo o con el medio poroso a inhibir, del cálculo y análisis de las isoterma que relacionan las variables propias del fenómeno, así como también de la medida en que variables propias del campo como la permeabilidad y la mineralogía permitan que se contacte una mayor cantidad de roca para que el retorno del inhibidor sea lento en el tiempo. Además, la herramienta logró representar correctamente el fenómeno de adsorción / desorción obtenido de los Corefloodings y es válido ya que considera factores importantes del yacimiento como que las saturaciones de agua en las cercanías al pozo cambian relativamente despacio en periodos de varios meses, así como también que los grandes cambios en los perfiles de concentración de fósforo ocurren en un lapso de solamente unos días. Esto es importante porque se debe tener en cuenta en los diseños de los tratamientos de inhibición en el futuro.

Se determinó que la correcta evaluación de las variables de impacto en la inhibición permite optimizar no solo los parámetros técnicos sino también los costos de los tratamientos en los que se puede llegar a ahorrar hasta 10 mil dólares por cada uno. Comparativamente, la inyección de un inhibidor tiene la ventaja de evitar la repetición de la remoción de escamas cuyo efecto tiene una duración menor y su costo es de aproximadamente 60 mil dólares por cada tratamiento según datos de Ecopetrol.

Factores como el pH que determina las condiciones de las pruebas, la Solubilidad, la Mojabilidad visual o la Compatibilidad envenenada con hierro hacen parte del conjunto de elementos a tener en cuenta cuando se desea diseñar el tratamiento de inhibición complementados con estudios a nivel de inhibidor, de la Isotherma, las Propiedades del yacimiento (Permeabilidad – Temperatura) y la Mineralogía son fundamentales ya que el éxito de dichos tratamientos se basa en conocer bien las características de los campos y los factores que influyen en la duración de la adsorción-desorción.

Agradecimientos

A Ecopetrol S.A. por su imprescindible apoyo, al Parque Tecnológico Guatiguará de la Universidad Industrial de Santander, al Grupo de Investigación en Tomografía Computarizada y al Grupo de Investigación Modelamiento de Procesos Hidrocarburos por su colaboración y decidida ayuda con este proyecto.

Referencias

1. Arrieta, J. (2016). Desarrollo de una herramienta computacional para la predicción de precipitados inorgánicos en sistemas de producción de crudo. Tesis de Maestría. Universidad Industrial de Santander.
2. Zavala, J. A. P., Mackay, E. J., Vazquez, O., Boak, L. S., Singleton, M., Ross, G., & Uk, S. (2008). The Cost and Value of Field, Laboratory, and Simulation Data for Validating Scale Inhibitor Treatment Models.
3. Li, J., Tang, M., Ye, Z., Cheng, L., & Zhou, Y. (2016). Scale formation and control in oil and gas fields: A review. *Journal of Dispersion Science and Technology*. <https://doi.org/10.1080/01932691.2016.1185953>.
4. Villar, A., Moreno, Carrillo, L. F., Hernandez, J. H. C., & Molina, J. J. R. (2017). Predicción del daño a la formación por acumulación de CaCO₃ durante el flujo constante de salmueras en el medio poroso. Fuentes: *El reventón energético*, 15(1), 49-57.
5. Khormali, A., Petrakov, D. G., & Moghaddam, R. N. (2017). Study of adsorption/desorption properties of a new scale inhibitor package to prevent calcium carbonate formation during water injection in oil reservoirs. In *Journal of Petroleum Science and Engineering*. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.04.008>
6. Martínez, R. (2017). Modelo Fenomenológico de remoción del daño a la formación asociado a la depositación de escamas inorgánicas del tipo carbonato y sulfato. Universidad Industrial de Santander.
7. Meyers, K. O., Skillman, H. L., & Herring, G. D. (1985). Control of Formation Damage at Prudhoe Bay, Alaska, by Inhibitor Squeeze Treatment. *Journal of Petroleum Technology*, 1019–1034.
8. Pastor Lomo, G. (Sin fecha). Aseguramiento de Flujo de crudos de Petróleo: Estudio de compatibilidad de Aguas. Universidad Rey Juan Carlos.

9. Navarro, S. F. M., & Meneses, Y. M. S. (2008). Generalidades de la formación, prevención y tratamiento de depósitos de escamas. *Revista Fuentes*, 6(1).
10. Sánchez, J., Lopera, S., Cortés, F., & Ocampo, A. (2017). *Adsorción Dinámica de Surfactantes Enfocados a Procesos de Recobro Mejorado*. Tesis de Maestría, Universidad Nacional de Colombia, Bogotá, Colombia.
11. Vanegas, C. L., Buendía, H., & Carrillo, L. F. (2016). Evaluación y selección de un inhibidor multiscale para prevenir la formación de incrustaciones inorgánicas en un campo petrolero colombiano. *Revista Fuentes*, 14(2), 111-120.
12. Smith, P., Clement, C., & Rojas, A. M. (2000). Combined Scale Removal and Scale Inhibition Treatments. *International Symposium on Oilfield Scale*. <https://doi.org/10.2118/60222-ms>
13. Shuler, P. J. (1993). SPE 25162 Mathematical Model for the Scale-Inhibitor Squeeze Process Based on the Langmuir Adsorption Isotherm. *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*, 107–120.
14. Sorbie, K. S., & Yuan, M. D. (1991). The Modelling and Design of Scale Inhibitor Squeeze Treatments in Complex Reservoirs. In *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*.
15. Toro, G. M., Herrera, J. J., Orrego, J. A., Rojas, F. A., Rueda, M. F., & Manrique, E. J. (2018). Effect of ionic composition in water: oil interactions in adjusted brine chemistry waterflooding: preliminary results. *Fuentes: El reventón energético*, 16(2), 73-82.
16. Sorbie, K. S., & Laing, N. (2004). How Scale Inhibitors Work: Mechanisms of Selected Barium Sulphate Scale Inhibitors across a Wide Temperature Range. *SPE International Symposium on Oilfield Chemistry*, 1–10. <https://doi.org/10.2118/87470-ms>
17. Sorbie, K., & Gdanski, R. (2005). A Complete Theory of Scale-Inhibitor Transport and Adsorption/Desorption in Squeeze Treatments. In *SPE International Symposium on Oilfield Scale held in Aberdeen, United Kingdom, 11-12 May*. <https://doi.org/10.2523/95088-MS>
18. Zhang, H., Mackay, E. J., Chen, P., & Sorbie, K. S. (2000). *Non-Equilibrium Adsorption and Precipitation of Scale Inhibitors: Corefloods and Mathematical Modelling*. Edinburgh, Scotland.