

Ajuste de un modelo matemático de adsorción/ desorción de un inhibidor de escamas inorgánicas

Carlos Eduardo Estupiñán López^{1*}, Luis Felipe Carrillo Moreno², Alejandro Torres Doria²

¹Grupo Modelamiento de procesos hidrocarburos - UIS

²Grupo de tomografía computarizada para caracterización de yacimientos – UIS

*Email: carlos2178758@correo.uis.edu.co

Resumen

Durante el proceso de extracción del petróleo, se pueden precipitar compuestos minerales o cristales en los poros de las vecindades del pozo y/o en las tuberías por efecto de los cambios termodinámicos del yacimiento o de las alteraciones en el agua de formación con el tiempo. Dichos compuestos se conocen como escamas inorgánicas.

Este problema le cuesta a la industria petrolera billones de dólares al año. Por lo tanto, en los campos donde se presenta este problema, uno de los métodos utilizados para enfrentarlo es el uso de agentes inhibidores que eviten o mitiguen la depositación de la escama. Cuando se lleva a cabo un tratamiento de inhibición, se espera que el inhibidor inyectado en el yacimiento pueda prevenir la formación de las escamas durante cierto tiempo de permanencia en la superficie de los poros, pero tales tratamientos deben ser repetidos periódicamente, lo cual incrementa los costos de producción en estos campos.

El propósito de este trabajo es ajustar la descripción matemática del fenómeno de adsorción/desorción para mejorar tanto los diseños como los tiempos computacionales. Se concluye mencionando que factores como el pH del agua de formación, la compatibilidad de los fluidos inyectados con los del yacimiento y la concentración mínima de inhibidor, en conjunto con las propiedades del yacimiento (Permeabilidad – Temperatura) son fundamentales en dicho ajuste ya que influyen en el tiempo en el que el inhibidor permanecerá en el yacimiento evitando la aparición de la escama.

Palabras claves: Coreflooding, Inhibidor, Squeeze, Modelo matemático, Adsorción, Desorción.

Adjustment of a mathematical model of adsorption/desorption of an inorganic scales inhibitor

Abstract

During the oil production phase, mineral compounds or crystals can precipitate in both the pores of the vicinity of the well and the pipes due to thermodynamic changes that occur by the extraction of hydrocarbons over time. Such a phenomenon is known as inorganic scales.

This problem costs billions of dollars a year to the industry. Therefore, in the fields where this problem is present, the use of inhibiting agents that mitigate the formation and subsequent deposition of the scale is required. When carrying out a scale inhibition treatment, it is expected that the injected inhibitor be able to prevent the formation of such scales while remaining attached to the porous surfaces. Such treatments must be repeated periodically, which increases the lifting cost in those fields.

The purpose of this work is to adjust the mathematical description of the adsorption/desorption phenomenon in order to improve both the treatment designs and the simulation times. Our work finishes mentioning that factors such as formation water pH, compatibility of injected fluids with reservoir fluid and the minimum inhibitor concentration are the elements to take into account with the reservoir properties as Temperature and Pressure are key points in the adjustment because they are the influential factors in the time in which the inhibitor will remain in the reservoir avoiding the presence of the scale.

Keywords: Coreflooding, Inhibitor, Squeeze, Mathematical model, Adsorption, Desorption.

Cita: Estupiñán López, C. E., Carrillo Moreno, L. F. y Torres Doria, A. (2019). Ajuste de un modelo matemático de adsorción/desorción de un inhibidor de escamas inorgánicas. *Revista Fuentes: El reventón energético*, 17(2), 19-25.



Introducción

En el ámbito de la industria petrolera, se conoce como escamas a los compuestos minerales o sustancias cristalinas orgánicas o inorgánicas, que pueden formarse durante los procesos de extracción de hidrocarburos, más exactamente cuando se presentan incompatibilidades en las mezclas de aguas de formación e inyección, cuando se altera el equilibrio químico de los iones de las aguas o cuando se alteran las propiedades termodinámicas del yacimiento.

Este problema representa uno de los aspectos que más problemas presentan en la industria; según Arrieta (2016) el impacto económico del problema se estima en más de 1.4 billones de dólares anuales a nivel mundial y países como Reino Unido, reportan pérdidas de producción de alrededor de 4 millones de barriles por año por problemas relacionados con las escamas. Algunos autores reportan que empresas como BP han estimado sus tiempos no productivos, por problemas de escamas hasta en un 18% anual (Zavala et al. 2008) y en términos monetarios, países como Estados Unidos hasta 9 Billones de Dólares (L. Jianbo et al. 2016). Smith et al. (2000) mencionan que los tratamientos de remoción pueden ser efectivos, pero por un tiempo muy corto reduciendo sus beneficios al tener una frecuencia de tratamientos mayor que la inhibición. Por lo tanto, al momento de escoger entre un tratamiento de remoción y uno de inhibición generalmente se selecciona la inhibición. En el ámbito colombiano, Ecopetrol S.A. en su esfuerzo

por aumentar la vida útil de los pozos y la producción de crudo nacional viene realizando desde hace más de 25 años, un mapeo de la tendencia incrustante en el que se tomaron más de 8.000 análisis fisicoquímicos de todas las cuencas sedimentarias del país los cuales fueron utilizados para crear un software georreferenciado para analizar y predecir la precipitación, depositación, remoción e inhibición de escamas inorgánicas. En dichos estudios se logró identificar que los campos que presentan este problema, producen algo más de 253.000 barriles/día de petróleo (un cuarto de la producción del país aproximadamente), con un potencial riesgo de producción diferida de casi 48.000 barriles/día de petróleo. (R Martínez 2017).

Por las razones expuestas, la manera más económica y eficiente de mantener la producción de un pozo sin bloqueos es mediante 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 permaneciendo adherido a éste el mayor tiempo posible antes de repetir el tratamiento (Figura 1), pero esto no sucede así. La duración esperada de un tratamiento de inhibición es entre 1 y 2 años, pero actualmente los tratamientos de inhibición duran en promedio alrededor de 2 o 3 meses, lo que hace necesario que se repitan con demasiada frecuencia, aumentando los costos operacionales de las empresas.

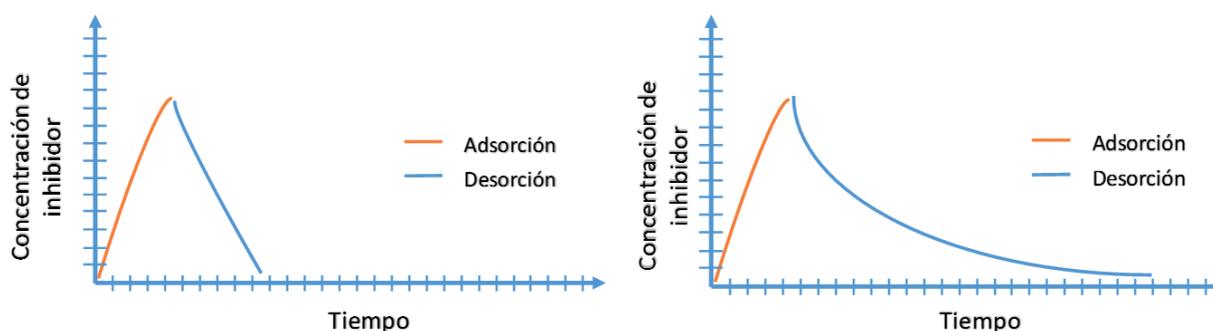


Figura 1. Periodo de duración no deseado (izquierda) y deseado (derecha) de la retención del inhibidor en un medio poroso.

Metodología y desarrollo del proyecto

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 este sentido y con el fin de que este

estudio experimental fuera exitoso, se necesitó diseñar las actividades en una serie de etapas dentro de las cuales la más importante fue la planeación. Dichas etapas incluyeron vigilancia tecnológica, determinación y definición de las variables a estudiar y la variable respuesta, diseño experimental y ejecución de los

experimentos y por último el ajuste y validación del modelo matemático.

Autores como Meyers en 1985 Shuler en 1993, Sorbie en 1991 y 2005 y Khormali en 2017 coinciden en que el mecanismo principal de retención del inhibidor en el medio poroso es el de adsorción/desorción teniendo en cuenta que la inhibición de escamas 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. Esta interacción es un fenómeno complejo, debido a que depende de la naturaleza del inhibidor inyectado, la litología de la formación entre otros, por lo que 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). Las constantes de dicho fenómeno pueden determinarse de datos de desplazamientos realizados en laboratorio y son procesos en los que la adsorción/desorción se considera como un proceso de no equilibrio (caso de la mayoría de los tratamientos), por lo que la dependencia del tiempo de la desorción junto con las características de equilibrio de la adsorción, pueden jugar un rol importante determinando las características del comportamiento de retorno. En este sentido, se identificó que, entre otras, las variables que más influyen en el proceso son la heterogeneidad en la 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. Los autores Meyers (1985) y Sorbie (2005), iniciaron unos planteamientos matemáticos 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.

Se buscó también representar las condiciones a las que suceden los fenómenos en campo, pero a nivel de laboratorio por medio de desplazamientos o coreflooding del fenómeno de adsorción / desorción de un inhibidor en un medio poroso. El estudio se focalizó en dos de las variables menos estudiadas en la literatura con el fin de determinar el comportamiento de la desorción una vez recuperados los datos y cargados al modelo. Estas son:

Permeabilidad: La mayor parte de los tratamientos se controlan según la capacidad de llegada de los reactivos a la superficie del yacimiento. Por lo tanto, la relación entre el área contactada por el agente químico y su volumen constituye un parámetro importante para la velocidad y eficiencia del proceso de inhibición y por ende es importante considerarlo ya que éste permite

llegar a los sitios donde se forman las incrustaciones. Entre más profundo en la formación se pueda hacer llegar el inhibidor, mayor volumen de roca es contactado y por ende se prolonga la efectividad del tratamiento (Pastor Lomo Sin fecha). Para el coreflooding se determinaron estadísticamente tres rangos de permeabilidad: Baja: 25 mD, Media: 200 mD y alta: 1000 mD.

Temperatura: Es bien conocido que los fosfonatos tienden a tener un menor rango de trabajo de temperaturas por debajo del cual son mucho menos efectivos (Sorbie et al. 2004) y, además, ésta tiene efectos sobre la supersaturación de las aguas y la inhibición es función directa de la supersaturación (Vetter 1972). En el grupo empresarial Ecopetrol se identificaron temperaturas de trabajo en fondo de pozo establecidas en dos 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 determinados los protocolos de las pruebas se dio inicio a los experimentos. Dichas pruebas 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), Coreflooding.
- Pruebas de cuantificación: Determinación de fósforo.

En total se evaluaron dos inhibidores (los de mayor uso en el grupo empresarial Ecopetrol S.A.) y un crudo de un yacimiento colombiano con problemas de escamas. La duración total de las pruebas de laboratorio fue de 1 año.

Ajuste del modelo

El objetivo final de un modelo matemático de inhibición es crear una herramienta efectiva que permita la predicción del comportamiento del inhibidor en el

yacimiento y la optimización del proceso de inyección en campo, la cual, en conjunto con los desplazamientos pueden servir para hacer el modelo más preciso.

Al respecto, los autores 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 (sin tener en cuenta el fenómeno de dispersión):

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

Donde:

$$\frac{\beta}{r} = \frac{Q_w}{2\pi h \emptyset S_w}$$

Las soluciones diferenciales para la ecuación 1 serían (Adsorción y desorción respectivamente):

$$\frac{\partial C}{\partial t} + \frac{V}{\left[1 + \frac{1-\emptyset}{\emptyset S_w} \left(\frac{\partial \Gamma}{\partial C}\right)\right]} \frac{\partial C}{\partial r} = 0 \quad (2)$$

$$\frac{\partial \Gamma}{\partial t} = r_2 (\Gamma_{eq}(C) - \Gamma) \quad (3)$$

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
- S_w = Saturación de agua
- ∅ = Porosidad
- r = distancia radial (ft)
- r₂ = Tasa de desorción cinética (días⁻¹)

El parámetro r₂ 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 r₂ 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.

La solución de la ecuación 3 que contiene la variable objetivo (r₂) es:

$$\Gamma_i^{n+1} (1+r_2 \Delta t) = r_2 \Delta t f(C_i^{n+1}) + \Gamma_i^n \quad (4)$$

Ahora bien, el enfoque de este estudio se enfatizó en el análisis de la variable r₂ 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:

$$\frac{\partial \Gamma}{\partial t} = \frac{r_2 (\Gamma_{eq}^{n+1} - \Gamma_i^n)}{(1+\Delta t r_2)} \quad (5)$$

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 los coreflooding, los datos de la literatura y los datos de campo. Los resultados se muestran a continuación:

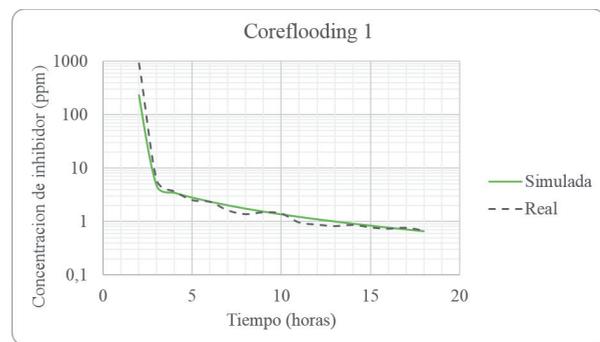


Figura 2. Comparación de resultados Coreflooding 1 en escala logarítmica.

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 depositación de Calcita y Barita y los resultados de su análisis se ven en la Figura 4.

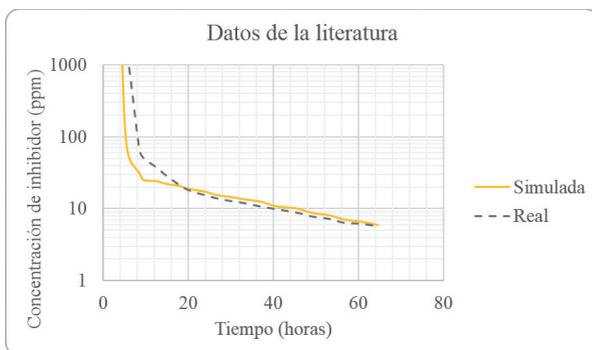


Figura 3. Comparación de la simulación y los datos de la literatura.

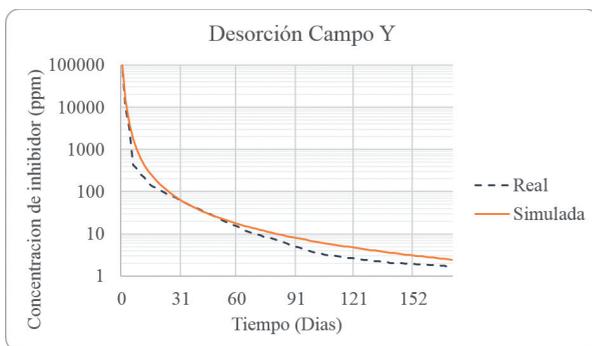


Figura 4. Comparación de la simulación y los datos de campo.

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 4, 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 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 (corefloodings).

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.

El ajuste presentado confirma la hipótesis en el sentido que, al realizar el diseño del tratamiento de inhibición de escamas de sulfato de bario logra ser adsorbido en la medida en que sean bien analizadas las variables relacionadas con el campo o con el medio poroso a inhibir, en el cálculo y análisis de las isothermas que relacionan las variables propias del fenómeno, así como también en 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, dicho ajuste en este trabajo 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.

Para mejorar el comportamiento del ajuste, se pueden realizar cálculos de sensibilidad para optimizar los parámetros controlables en los tratamientos de inhibición, así como también es preciso refinar el detalle de los cálculos del ajuste para las concentraciones intermedias a altas.

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.

Agradecimientos

A Ecopetrol S.A. por su imprescindible apoyo, a la Escuela de Ingeniería de Petróleos, al Parque Tecnológico Guatiguará de la Universidad Industrial de Santander 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. 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>
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. 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.
5. 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.
6. Navarro, S. F. M., & Meneses, Y. M. S. (2008). Generalidades de la formación, prevención y tratamiento de depósitos de escamas. *Revista Fuentes*, 6(1).
7. Pastor Lomo, G. (Sin fecha). Aseguramiento de Flujo de crudos de Petróleo: Estudio de compatibilidad de Aguas. Universidad Rey Juan Carlos.
8. 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.
9. 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>
 10. 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.
 11. 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.
 12. 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>
 13. 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>
 14. 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.
 15. 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.
 16. 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.
 17. 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.
 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.

Recepción: 01 de Septiembre de 2019

Aceptación: 11 de Noviembre de 2019