

PREDICCIÓN DEL DAÑO A LA FORMACIÓN POR ACUMULACIÓN DE CaCO_3 DURANTE EL FLUJO CONSTANTE DE SALMUERAS EN EL MEDIO POROSO

Alvaro Villar García; Luis Felipe Carrillo Moreno; Jhon Harvey Carreño Hernandez;
John Jairo Rodriguez Molina*

Grupo de Modelamiento de Procesos de Hidrocarburos. Universidad Industrial de Santander (UIS). Carrera 27 Calle 9.
Bucaramanga, Colombia.

*E-mail: jhon.rodriguez2@correo.uis.edu.co

RESUMEN

En este trabajo se presenta una nueva correlación en una dimensión que permite cuantificar el porcentaje de daño, que se presenta por la reducción de permeabilidad debido a la acumulación de CaCO_3 en el medio poroso. La innovación de esta correlación es la combinación de parámetros termodinámicos e hidrodinámicos para cuantificar el porcentaje de daño en las muestras de Berea. El desarrollo de la correlación fue basado en un diseño experimental a escala de laboratorio que intenta simular las condiciones de yacimiento que favorecen al daño de formación por este mecanismo. La correlación propuesta predice el porcentaje de daño con un 85% de ajuste de los datos experimentales. Esta correlación fue validada para permeabilidades alrededor de 180 md, las velocidades de flujo utilizadas varían entre 1 y 10 ft / día, y contempla valores característicos de concentración de iones Ca^{2+} (250 y 650 ppm) presentes en las aguas de formación de campos colombianos.

Palabras clave: Daño a la formación, Aseguramiento de flujo, Acumulación, Medio poroso, CaCO_3 , Correlación.

FORMATION DAMAGE PREDICTION DUE TO ACCUMULATION OF CaCO_3 DURING CONSTANT BRINE FLOW IN POROUS MEDIA

ABSTRACT

An experimental methodology was designed for recreate the CaCO_3 continuous deposition in a porous media, displacing synthetic brines made of a typical composition of Colombian Field's formation water, in known permeability Berea Plugs at different temperatures and different flow rates. The factorial experimental design used allowed to correlate thermodynamic parameters (represented by concentration of Ca^{++} and temperature) and hydrodynamic (represented by injection rate) during the entire displacement tests of brine in rock, in which the permeability reduction was thoroughly monitored, reaching values up to 90%. The proposed correlation in this study was developed with the aid of statistic software, which allows predicting the permeability reduction percentage due to CaCO_3 scales, with an 85% data adjustment. This correlation was validated through another set of experimental tests, using several flow rates (1-3 cm^3 / min), several temperatures (150-250 F) and different concentration of Ca^{++} ion in the synthetic brines (250-750 ppm).

Keywords: Formation Damage, Flow Assurance, Accumulation, Porous Media, CaCO_3 , Correlation.

Cita: Garcia, A., Carrillo, L., Carreño, J. y Rodriguez, J. (2017). Predicción del daño a la formación por acumulación de CaCO_3 durante el flujo constante de salmueras en el medio poroso. *Revista Fuentes: El reventón energético*, 15 (1), 47-55.



INTRODUCCIÓN

La depositación de escamas inorgánicas de CaCO_3 en el medio poroso, es un fenómeno que se presenta frecuentemente durante toda la etapa productiva de un yacimiento, la cual depende de ciertas condiciones de equilibrio químico y termodinámico presentes en el agua de formación. Esta depositación genera un diferencial de presión adicional en el pozo, denominado daño de formación, la cual típicamente se presenta en las regiones cercanas al pozo (Dyer y Graham, 2002).

Este mecanismo químico de daño da lugar a depósitos de material inorgánico en las zonas cercanas a la cara del pozo y así se comienza una reducción importante en la permeabilidad, influyendo en la producción de hidrocarburos por obstrucción. Cada año las compañías gastan un estimado de USD 1.4 billones en pérdidas a nivel mundial generadas por la formación de scale (Muñoz y Sandoval, 2008). La escama de CaCO_3 es el resultado de un proceso de nucleación que inicia cuando el equilibrio químico se altera mediante la variación de las condiciones determinadas de presión y temperatura; este par iónico denominado núcleo viaja suspendido en la fase acuosa y por procesos de difusión que se presentan en la superficie del núcleo va adicionando material sólido el cual se mantiene en crecimiento continuo (Gloede y Melin, 2007), hasta llegar a una garganta de poro y ser lo suficientemente grande para taponarla, o en su defecto, para acumularse en la superficie del poro, ocasionando reducción de la permeabilidad absoluta y por lo tanto la productividad (Civan, 1996;2007).

Predecir la depositación de escamas inorgánicas ha sido un trabajo que se ha desarrollado durante los últimos 30 años, donde se integran códigos computacionales, que basados en la termodinámica de los minerales en solución, predicen la cantidad de escama precipitada (Seagraves, et al., 1996). Así mismo, los trabajos de laboratorio han mostrado que los modelos termodinámicos no alcanzan a describir el fenómeno de depositación debido a que no tienen en cuenta la fase sólida en la solución. Es decir, el fenómeno de depositación no solo depende de la termodinámica del fluido si no del flujo y la capacidad que tenga la fase sólida para adherirse a las paredes del poro (Crabtree, et al., 1999).

En este orden de ideas, Zhang y Farquhar (2001) acoplaron un modelo termodinámico con un modelo cinético para la predicción de escamas minerales con el fin de describir el perfil de depositación que ocurrían

en fondo de pozo a través de pruebas de TBD (*Tubing Block Device*) y observaron regímenes de nucleación homogénea y heterogénea en función de la temperatura. Determinaron que la cinética del CaCO_3 se ve afectada por la velocidad con que el flujo de la salmuera pasa a través de una tubería. Además, solo el uso de 0.2 ppm de inhibidor de escamas puede mitigar la velocidad de formación de CaCO_3 en la tubería. Luego, Achury y Martinez (2013) presentan un modelo que predice la cantidad de CaCO_3 depositado en el *wellbore* a través de un modelo matemático basado en el teorema de Buckingham, donde demostraron que la concentración de la salmuera no solo afecta la cantidad de escama depositada, sino que también incide la cinética de formación de la misma. Igualmente, Mateus y Pachecho (2015) desarrollaron una correlación que permite calcular el tiempo que demora una salmuera con características típicas de las aguas de producción en los campos colombianos en depositarse en un capilar de 1/16". El estudio corrobora que cuando se encuentra mayor concentración de iones Ca^{++} y HCO_3^- se genera un taponamiento más rápido, pero cuando la velocidad de flujo es alta, el tiempo de taponamiento disminuye por arrastre de material depositado. De modo similar Moghadasi et al., (2003) presenta un modelo radial que permite predecir la formación de escamas para un campo Iraní por la mezcla de aguas incompatibles debido a cambios termodinámicos, cinéticos e hidrodinámicos. El modelo fue aplicado para predecir el potencial de precipitación que presentaba el yacimiento si se utilizaba el agua de producción como método de recobro secundario, el modelo desarrollado está basado en información fisicoquímica que se obtuvo del agua de inyección y producción. Sin embargo, el modelo no muestra los efectos de la corrosión.

Así mismo, Restrepo et al., (2007) desarrolla una metodología para caracterizar el daño de formación a través de estadística básica donde se aprecia la influencia de cinco mecanismos de daño en un campo operado por BP en Colombia. Para el caso de daño por CaCO_3 se asigna la concentración de Ca^{++} en los percentiles 10, 50 y 90 de una distribución homogénea que provee un *Scale Tendency* (ST) para los pozos del campo para tomar acciones de remediación y control. Además, Fadairo et al., (2008) investiga el efecto que tiene la depositación de escamas en la relación de movilidad. El estudio muestra un modelo basado en modelos termodinámicos para predecir la movilidad de la salmuera, de los hidrocarburos con la posible precipitación y acumulación, lo relevante de este estudio es que tiene en cuenta las condiciones

operacionales, las concentraciones de la salmuera, la tasa de agua producida, el diferencial de presión y la temperatura del yacimiento.

Ahora bien, Tahmasebi, et al., (2007) hacen una recopilación de los diferentes autores donde consiguen alrededor de veinte parámetros que afectan directamente la depositación en el medio poroso los cuales son agrupados en variables termodinámicas, cinéticas e hidrodinámicas. Además, se desarrollan pruebas experimentales que dan origen a una correlación basado en los parámetros descritos anteriormente. Las pruebas se realizaron inicialmente en *Sandpacks* y posteriormente en *plugs* de carbonatos. La correlación adimensional desarrollada determina la reducción de la permeabilidad en el medio poroso para CaSO_4 . En vista de lo anterior, Stamatakis, et al., (2011) presentan un modelo geoquímico que integra las variables termodinámicas, cinéticas e hidrodinámicas. El modelo desarrollado predice la distribución de escamas de CaCO_3 en un modelo de una dimensión. El modelo fue basado en la reacción química de las especies presentes en la salmuera y las evidencias de las pruebas de laboratorio las cuales fueron desarrolladas en *Sandpacks*. Por otra parte, la predicción de depósitos de CaCO_3 a nivel de medio poroso en Colombia no se ha estudiado, teniendo en cuenta las variables termodinámicas, cinéticas e hidrodinámicas; por tal motivo en el presente trabajo experimental se desarrolla una correlación que permite predecir el daño de formación por efecto de la acumulación de CaCO_3 en el medio poroso teniendo en cuenta variables termodinámicas e hidrodinámicas.

METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

La metodología experimental fue diseñada con el fin de reproducir, a escala de laboratorio, la depositación de escamas de CaCO_3 , usando salmueras sintéticas: una aniónica y otra catiónica, que al mezclarse generan la reacción química de formación del CaCO_3 .

El objetivo de las pruebas experimentales era observar la reducción de la permeabilidad por acumulación de CaCO_3 en el medio poroso. La primera parte de las pruebas fueron dirigidas a evaluar el comportamiento de la depositación de CaCO_3 en función de las variables: caudal y concentración de Ca^{++} para verificar la reducción de la permeabilidad. En la segunda serie de experimentos se tomaron muestras de Bereas alrededor de 180 md de permeabilidad, las cuales son valores promedios de permeabilidad en las cinco cuencas productoras de hidrocarburos en

Colombia, y se realizó un diseño experimental con las variables: concentración de calcio (Ca^{++}), la cual representa el componente termodinámico, y la tasa de flujo (q), que representa el componente hidrodinámico. Como variable de respuesta se tiene el porcentaje de reducción de la permeabilidad.

Para lograr este objetivo fue necesario establecer las condiciones experimentales, las cuales se definieron con base en el rango de concentración de Ca^{++} en las salmueras y las tasas de flujo a utilizar. Se planteó la matriz experimental y se definió el procedimiento de los ensayos en laboratorio, con base en el diseño factorial.

DETERMINACIÓN DE LA REGIÓN EXPERIMENTAL

Para determinar la concentración de Ca^{++} , Marin, (2015) y Caballero y Rodriguez (2015) se dieron a la tarea de encontrar los *scale Tendency* (ST) de las aguas de formación de los campos operados por el grupo empresarial de Ecopetrol, usando la base de datos fisicoquímicos suministrados por el grupo empresarial, mediante el software *OLI ScaleChem*®. Con ésta información, se escogieron los campos con tendencia de precipitación severa de escamas. El estudio mostró que alrededor del 80% de los pozos evaluados presentaron ST mayores a 10, lo que infiere problemas de depósitos de CaCO_3 . Así mismo, se determinó que la cuenca del Valle Superior del Magdalena y la cuenca de los Llanos Orientales son las que presentan una mayor cantidad de precipitados inorgánicos. En la **Figura 1** se muestra la distribución de 4,062 datos de concentración de Ca^{++} donde las simulaciones muestran que presentan un ST mayor a 10. Como se observa, más del 80% de los datos se encuentran entre 200 y 600 ppm de Ca^{++} . Para el diseño experimental se determinó que el nivel inferior sería de 250 ppm, a fin de garantizar acumulación en el medio poroso y el nivel superior de 650 ppm de Ca^{++} .

La concentración de HCO_3^- se calculó por estequiometría. Adicionalmente, se verificó, mediante el software *OLI ScaleChem*, que el ST se encontrara por encima de 10. De esta forma, se determinó que para el nivel inferior la concentración de bicarbonato fuera de 48 ppm y para el nivel superior de 61 ppm, con cantidad máxima de precipitación de 393 mg/L y 984 mg/L respectivamente. La variación del ST y la cantidad precipitada de carbonato de calcio Vs la presión, para los dos escenarios, se muestra en la **Figura 2**.

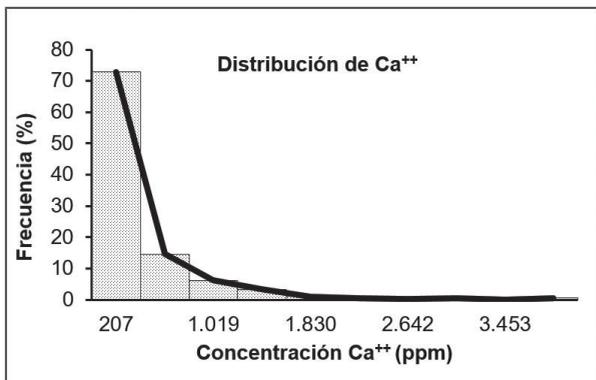


Figura 1. Distribución de la frecuencia relativa de la concentración de Ca⁺⁺ para la base de datos de Ecopetrol.

Para seleccionar las tasas de flujo a ser usadas en las pruebas experimentales, se tomaron valores característicos de producción de agua en los campos de Colombia, como lo describe Carreño y Rodríguez (2016). Los cuales realizaron un escalamiento de las tasas de flujo en las cuencas productoras de hidrocarburos de Colombia, que van desde 1 ft/día hasta 6 ft/día, por lo tanto, se definió para el nivel inferior 1 cm³/min y para el nivel superior 3 cm³/min.

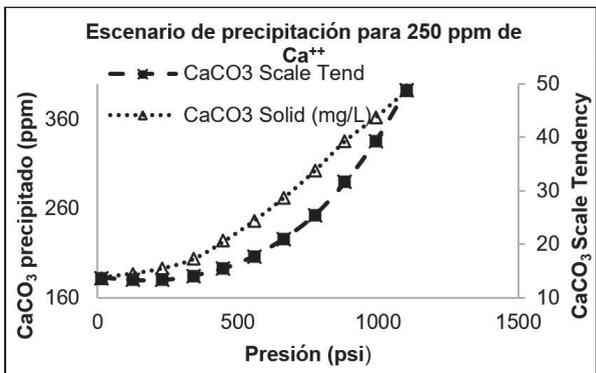


Figura 2. Precipitación de CaCO₃ a diferentes presiones. Datos obtenidos del software OLI ScaleChem®.

DISEÑO EXPERIMENTAL

Para obtener resultados representativos de los ensayos experimentales, se planteó un diseño factorial de dos variables, en dos niveles. Este tipo de diseños permite verificar el efecto de las variables de entrada (variables

termodinámicas e hidrodinámicas) sobre la variable respuesta, que en este caso fue el diferencial de presión que genera la acumulación de CaCO₃ en el medio poroso. Tomando como base que la definición del diseño experimental es fundamental para que las pruebas se encaminen a una descripción matemática del fenómeno. El diseño factorial 2² facilitó evaluar estratégicamente el fenómeno variando, a lo largo de las pruebas, los niveles establecidos como inferior y superior de las variables Ca⁺⁺ y *q*.

Para evaluar la confiabilidad de la correlación se realizó una prueba en el centro del diseño experimental, la cual permite descubrir si hay una curvatura y por lo tanto si es necesario reevaluar el diseño y la efectividad de la correlación. La **Tabla 1** muestra la matriz experimental definida para generar el fenómeno de acumulación de CaCO₃ en el medio poroso.

Tabla 1. Matriz experimental

| Prueba | Muestra | Ca ⁺⁺ (ppm) | q (cm ³ /min) | Temperatura (°F) |
|--------|---------|------------------------|--------------------------|------------------|
| 1 | B-S-08 | 250 | 1 | 250 |
| 2 | B-S-11 | 650 | 1 | 150 |
| 3 | B-S-15 | 250 | 3 | 250 |
| 4 | B-S-18 | 650 | 3 | 150 |
| 5 | B-S-17 | 450 | 2 | 200 |

PROCEDIMIENTO EXPERIMENTAL

El procedimiento experimental se dividió en dos etapas, en la primera se realizó la preparación y caracterización de los fluidos y en la segunda etapa se realizaron ensayos de *coreflooding* para observar el mecanismo de daño por CaCO₃ en la roca. La caracterización petrofísica básica de los *plugs* de Berea utilizados en los ensayos, se muestra en la **Tabla 2**. Inicialmente, los *plugs* se saturaron con una solución de NaCl, la cual fue denominada salmuera de “trabajo” y tuvo una concentración de 5.500 ppm de Cl⁻ (esta concentración de Cl⁻ corresponde a un valor promedio de la salinidad de las aguas de formación de las cuencas productoras en Colombia). El procedimiento de saturación se realizó de acuerdo a la norma API RP 40.

Tabla 2. Caracterización petrofísica de los *plugs* de Berea utilizados en los experimentos

| No. | Muestra | Longitud (cm) | Diametro (cm) | Peso (g) | Porosidad (%) | Permeabilidad (md) | Volumen Poroso (cm ³) |
|-----|---------|---------------|---------------|----------|---------------|--------------------|-----------------------------------|
| 1 | B-S-08 | 7,217 | 3,767 | 170,175 | 19,723 | 115,968 | 15,823 |
| 2 | B-S-11 | 7,232 | 3,782 | 169,633 | 19,642 | 193,171 | 15,906 |
| 3 | B-S-15 | 7,311 | 3,769 | 174,644 | 18,607 | 154,082 | 15,136 |
| 4 | B-S-18 | 6,950 | 3,782 | 163,235 | 19,444 | 122,510 | 15,141 |
| 5 | B-S-17 | 7,361 | 3,775 | 173,686 | 19,340 | 114,270 | 15,883 |

Luego de saturar los plugs, se realizó la preparación de las salmueras catiónica y aniónica para los diferentes escenarios experimentales y posteriormente se caracterizaron mediante la determinación de propiedades básicas, como se muestra en la **Tabla 3**.

La formación de la escama de CaCO_3 se realiza mediante la reacción química de $\text{CaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ y NaHCO_3 al mezclarse en proporciones 1:1 en la cara del *plug* dan origen a la escama. A medida que ésta mezcla atraviesa el medio poroso se espera que se genere la depositación del CaCO_3 .

Finalmente, se establece un protocolo de operación de los equipos coreflooding ubicados en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación del Parque Tecnológico de Guatiguará, sede de la Universidad Industrial de Santander y en el Laboratorio de Química de Producción del Instituto Colombiano del Petróleo de Ecopetrol, en donde se desarrollaron las pruebas. El diagrama funcional de los quipos se describe en la **Figura 3**, y en general, constan de: una bomba dosificadora conectada a dos cilindros que contienen los fluidos a desplazar a través de la muestra de Berea ubicada en el *coreholder*, el cual se conecta a una bomba manual que permite ejercer presión de confinamiento al *plug*. Por otra parte, a la salida del equipo se ubica un regulador de presión para facilitar que la muestra mantenga una presión de poro constante durante toda la prueba.

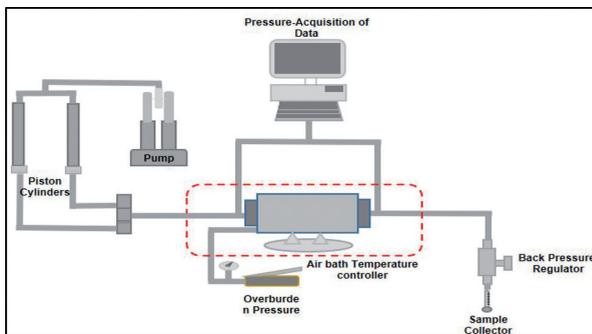


Figura 3. Esquema general de los equipos coreflooding utilizados en el estudio

Se estableció que inicialmente se mide el diferencial de presión con la salmuera de trabajo (NaCl), posteriormente se realizaron ciclos consecutivos de inyección de aceite (aceite mineral Klearol) y salmuera de trabajo, hasta alcanzar lecturas estables de diferencial de presión, respecto a la medición anterior, para cada una de las fases, finalizando con la de aceite, para iniciar el desplazamiento de las salmueras aniónica y catiónica. La **Figura 4** muestra los ciclos de estabilización (línea base) antes de pasar a la etapa de depositación.

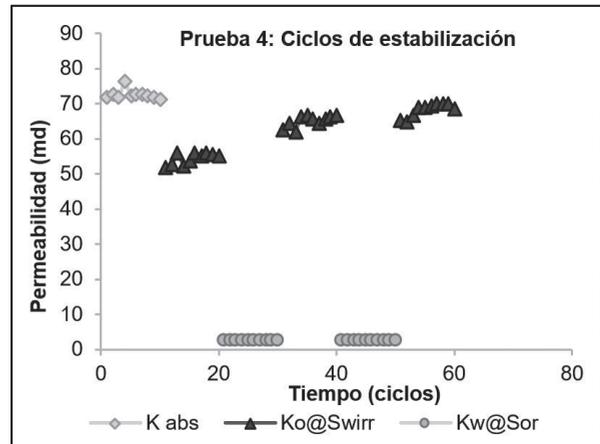


Figura 4. Determinación de permeabilidades efectivas estabilizadas en el experimento 4

Tabla 3. Caracterización de las salmueras sintéticas.

| Parámetro | Alta concentración de Ca^{++} | | Mediana concentración de Ca^{++} | | Baja Concentración de Ca^{++} | |
|---|--|-----------|---|-----------|--|-----------|
| | Aniónica | Catiónica | Aniónica | Catiónica | Aniónica | Catiónica |
| Densidad (g/cm^3) | 1,006 | 1,007 | 1,013 | 1,005 | 1,005 | 1,004 |
| Conductividad ($\mu\text{S/cm}$) | 16,970 | 18,330 | 16,450 | 17,520 | 15,440 | 14,670 |
| pH | 8,9 | 6,6 | 8 | 5 | 8,7 | 7,7 |
| NaCl (g/L) | 7,171 | 7,171 | 7,754 | 7,754 | 8,337 | 8,337 |
| $\text{CaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ | - | 4,768 | - | 3,301 | - | 1,834 |
| NaHCO_3 | 5,449 | - | 3,772 | - | 2,095 | - |

RESULTADOS EXPERIMENTALES

Las figuras 5 y 6 muestran la relación de permeabilidad (K/K_i) Vs volúmenes porosos inyectados. Donde K es la permeabilidad del *plug* en cualquier tiempo y K_i es la permeabilidad inicial antes de daño.

La **Figura 5** muestra el efecto de la concentración de Ca^{++} sobre la reducción de la permeabilidad en la muestra de *plug*. En esta figura se evidencia que cuando la concentración de CaCO_3 es alta (650 ppm de Ca^{++}), la permeabilidad declina lentamente hasta llegar al volumen poroso número 5 aproximadamente, luego se evidencia un taponamiento masivo que es arrastrado por efecto del caudal y posteriormente una rápida declinación debido a la depositación del CaCO_3 en el medio. Por otra parte, la reducción de permeabilidad a concentraciones bajas (250 ppm de Ca^{++}) se mantiene casi constante la tasa de declinación; cabe aclarar

que los *ST* son casi similares debido a la acción de la temperatura.

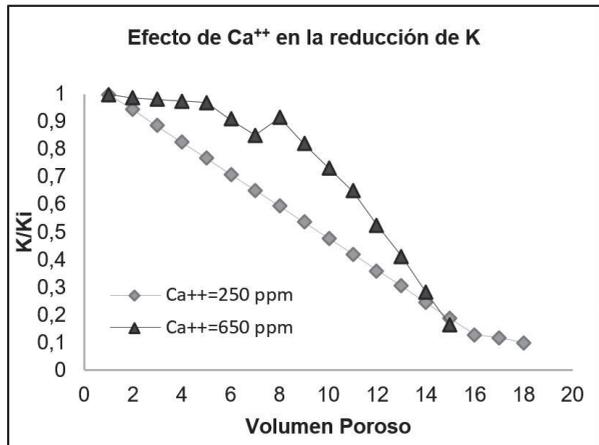


Figura 5. Comparación de K/K_i durante la fase de inducción del daño en muestras de Berea (varias temperaturas, $q=1\text{cm}^3/\text{min}$)

La **Figura 6**, muestra el efecto que tiene el caudal en la reducción de la permeabilidad en las muestras de *plug*. Se observa la variación que tiene la permeabilidad a lo largo de la inyección de salmuera en donde se ve que para altas tasas ($3\text{ cm}^3/\text{min}$) se presenta arrastre de material sólido, debido a que en los inicios de la inyección se evidencia una fuerte declinación en la permeabilidad, pero posteriormente la pendiente cambia haciendo más leve la tasa de declinación; repitiéndose este fenómeno en el volumen poroso número 14. Por otra parte, se muestra que para bajas tasas; la acumulación de CaCO_3 es casi contante a lo largo de la prueba, permaneciendo estable la tasa de declinación, pero el efecto en general de depositación sigue siendo el mismo en las muestras. Es decir, la reducción de la permeabilidad es similar durante el tiempo de inyección.

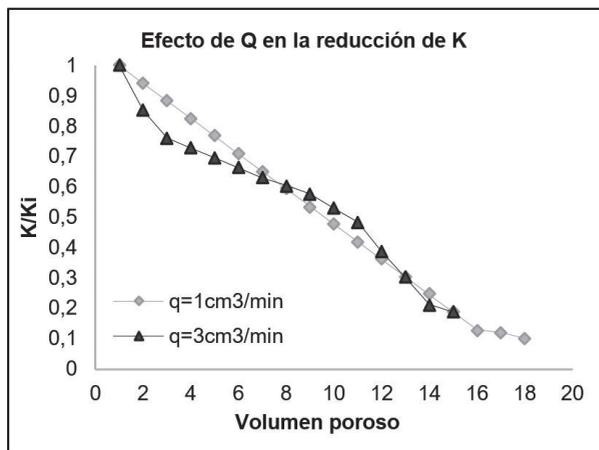


Figura 6. Comparación de K/K_i durante la fase de inducción de daño en muestra de Berea ($T=250^\circ\text{F}$, $\text{Ca}^{++}=250\text{ppm}$)

Para verificar la acumulación homogénea del CaCO_3 en medio poroso se realizó una tomografía, la cual muestra que el perfil de acumulación de CaCO_3 en un extremo del *plug* la acumulación es mayor, el cual corresponde a la cara de inyección de salmueras. Adicionalmente, se observa que hay una ganancia de densidad a lo largo del *plug*, lo cual corresponde a un perfil homogéneo de acumulación de CaCO_3 en el medio poroso como se observa en la **Figura 7**.

Por otra parte, en la **Figura 7** se puede apreciar que las variaciones texturales donde se aprecia la distribución de CaCO_3 a lo largo de toda la muestra corroborando que la acumulación se da a lo largo de todo el medio poroso por la cual fluyen las salmueras.

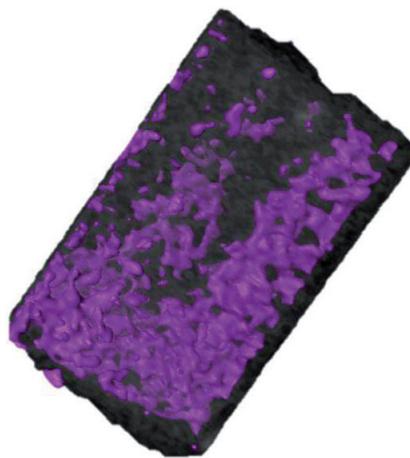


Figura 7. Tomografía después de inducción de daño.

DESARROLLO DE LA CORRELACIÓN EXPERIMENTAL

Como se describió anteriormente, varios modelos se han desarrollado con la finalidad de cuantificar la reducción de la permeabilidad en el medio poroso. En este trabajo, con la ayuda del diseño experimental y un software estadístico, se determinó una correlación estadística basada en los efectos principales y la interacción de ellos sobre la variable respuesta. La **Tabla 4** muestra un análisis ANOVA, donde se observa que la variable Ca^{++} y la interacción entre q y Ca^{++} tienen una importancia significativa (mayor al 95%) en la correlación desarrollada. Por lo tanto, se demuestra que la variable termodinámica, representada por Ca^{++} , tiene el mayor impacto dentro de la correlación. Por otra parte, aunque la variable hidrodinámica no afecte fuertemente la correlación, se observa que la interacción de las variables sí tiene una incidencia importante en el desarrollo de la misma.

Tabla 4. Análisis de varianza para la reducción de permeabilidad en el medio poroso (D)

| Variables | Suma de cuadrados | Df | Media Cuadrada | Relación F | Valor P |
|--------------------|-------------------|----|----------------|------------|---------------|
| A:Ca ⁺⁺ | 0,00564882 | 1 | 0,00564882 | 40,35 | 0,0007 |
| B:q | 0,000031434 | 1 | 0,000031434 | 0,22 | 0,6524 |
| AB | 0,0368625 | 1 | 0,0368625 | 263,31 | 0,0000 |
| blocks | 0,0000592742 | 2 | 0,000029637 | 0,21 | 0,8150 |
| Total error | 0,000839995 | 6 | 0,000139999 | | |
| Total (corr.) | 0,043442 | 11 | | | |

La **Figura 8** muestra el diagrama Pareto para la reducción de la permeabilidad (D) en el cual se observa que el Ca⁺⁺ afecta la correlación de una manera positiva, al igual que la interacción entre Ca⁺⁺ y q. La tasa de flujo q no tiene un efecto significativo, pero la mayor cantidad de escamas se presentan cuando se encuentra en el nivel inferior, por lo tanto, afecta la correlación de una manera negativa, haciéndose notable el efecto de arrastre de las escamas de CaCO₃ cuando hay niveles altos de q.

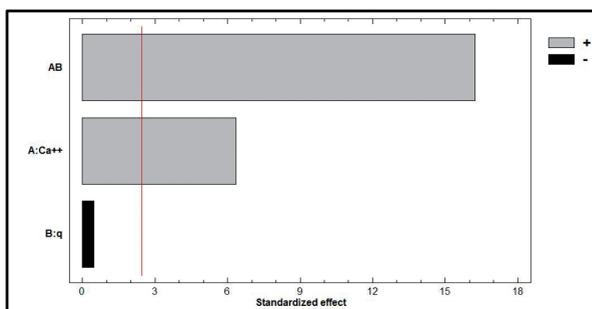


Figura 8. Diagrama de Pareto para la Reducción de permeabilidad (D)

En este orden de ideas, se presenta la correlación que describe la reducción de la permeabilidad en el medio poroso la cual presenta un coeficiente de variación de 96,45%, esto indica un excelente ajuste para los datos del diseño experimental. La **Ecuación 1** se desarrolló teniendo en cuenta la medición de 15 volúmenes porosos en todos los experimentos.

A continuación, la **Tabla 5** presenta la estimación de los resultados que propone la correlación obtenida, y los rangos del 95% de confiabilidad para cada uno de los experimentos realizados.

Tabla 5. Estimación de resultados para la reducción de permeabilidad (D)

| Prueba | Valor Observado | Valor Ajustado | Ajuste menor al 95% | Ajuste Mayor al 95% |
|--------|-----------------|----------------|---------------------|---------------------|
| 1 | 0,900901 | 0,904708 | 0,884235 | 0,92518 |
| 2 | 0,834532 | 0,837252 | 0,816779 | 0,857724 |
| 3 | 0,794643 | 0,790622 | 0,770149 | 0,811094 |
| 4 | 0,947368 | 0,944864 | 0,924391 | 0,965336 |

La región experimental que tendrá la correlación bajo los parámetros descritos como concentración de Ca⁺⁺ de 250 ppm hasta 650 ppm y q de 1 cm³/min a 3 cm³/min, se muestra la **Figura 9**.

Finalmente se realizó una corrida experimental con una concentración de Ca⁺⁺ de 450 ppm y una velocidad de 2 cm³/min para verificar la correlación obtenida. La **Figura 10** muestra el ensayo realizado para la evaluación de la correlación en el volumen poroso número 15. A partir de los resultados experimentales se infiere que la reducción de permeabilidad en la fase de daño fue de 0,75 y el valor proporcionado por la correlación es de 0,86 de reducción (D).

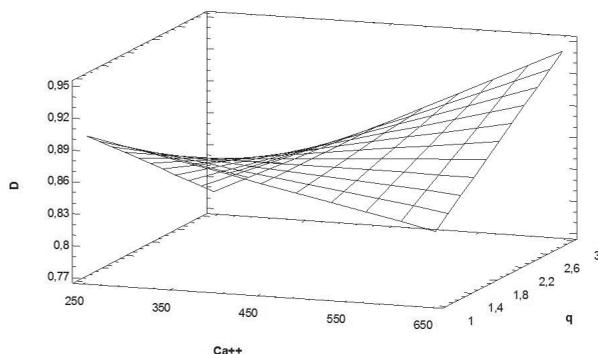


Figura 9. Superficie de respuesta estimada de la región experimental

Lo que significa que en el centro la correlación presenta una varianza del 14,85%. Es decir, la correlación predice el valor experimental de reducción de permeabilidad D con un 85% de confiabilidad, en el centro del diseño.

Se deduce entonces que en la región experimental el punto central se encuentra con una curvatura más pronunciada que la que mostró el resultado del software estadístico, en la superficie de respuesta correspondiente a la reducción de permeabilidad D.

La correlación desarrollada puede ser usada para predecir la reducción de permeabilidad por depositación

de CaCO_3 en *plugs* del rango de permeabilidad evaluado. La **Tabla 5** contiene el ajuste teórico que presenta la correlación, comparado con los datos experimentales. Se demuestra que las predicciones realizadas por la correlación son satisfactorias.

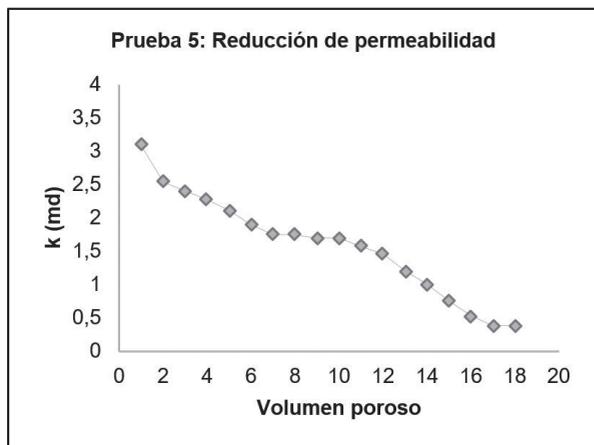


Figura 10. Reducción de permeabilidad efectiva al agua del experimento número 5

CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos con la correlación muestran un buen ajuste (85,15%) con los datos experimentales, para la reducción de la permeabilidad en el medio poroso por depositación de CaCO_3 .

Las concentraciones de calcio en el nivel alto (650 ppm), independientemente de la velocidad de flujo en el medio poroso, producen los mayores porcentajes de reducción de permeabilidad. Se aclara que el efecto de los niveles altos de velocidad puede producir arrastre de CaCO_3 , lo cual se atribuye por el cambio de pendientes a diferentes volúmenes porosos.

Las concentraciones de calcio en el nivel bajo (250 ppm) presentan una depositación constante sin importar la velocidad de flujo a la cual se realice los experimentos, ya que bajo las mismas condiciones cuando se utiliza un nivel inferior y uno superior de q ; ambos alcanzaron la misma reducción de permeabilidad a igual tiempo.

Aunque existen diversos parámetros que afectan la depositación de escamas de CaCO_3 , el diseño experimental muestra que la variable termodinámica representada por concentración de Ca^{++} es la que tiene mayor influencia en la reducción de permeabilidad. Por otra parte, la variable hidrodinámica representada por q no tiene un efecto directo sobre la reducción de la permeabilidad; pero en la interacción de las variables si tiene un gran efecto, ya que a mayor flujo de salmueras

más material sólido se encuentra en el medio poroso para generar depósitos de escamas de CaCO_3 .

La nueva correlación que se ha desarrollado predice el porcentaje de daño en *plugs* de permeabilidad similar a las cinco cuencas productoras de hidrocarburos, la cual considera las variables termodinámicas e hidrodinámicas.

La desviación estándar entre los datos experimentales y las predicciones es del 95%. Sin embargo, la prueba que se realizó en el punto central demuestra que los datos difieren en un 15%. Aun así, la correlación sigue siendo buena, ya que presenta un ajuste superior al 85%.

AGRADECIMIENTOS

Los autores quieren agradecer al Grupo de Investigación de Modelamiento de Hidrocarburos, a la escuela de Ingeniería de Petróleos, al Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la formación de la Universidad Industrial de Santander (UIS), y al Laboratorio de Química de Producción del Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) por su constante apoyo a esta investigación.

REFERENCIAS

1. Achurri, D. y Martinez, R. (2013). *Modelamiento de la depositación de escamas de carbonato de calcio en el wellbore*. Tesis de Pregrado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 150 p.
2. Caballero, F. y Rodriguez, J. (2015). *Predicción de la tendencia incrustante por escamas inorgánicas ocasionadas por aguas de producción en los campos de EQUION y HOCOL*. Tesis de Pregrado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 120p.
3. Carreño, J. y Rodriguez, J. (2016). *Evaluación del daño de formación por efecto de la depositación de carbonato de calcio en el medio poroso*. Tesis de Pregrado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 72 p.
4. Civan, F. (1996) A Multi-Purpose Formation Damage Model. SPE paper No. 31101. *SPE Formation*

- Damage Control Symposium*, 14-15 February, Lafayette, Louisiana.
5. Civan, F. (2007). *Reservoir Formation Damage, Fundamentals, Modelling, Assesment, and Mitigation*. Segunda Edición. Gulf Professional Publishing. University of Oklahoma.
 6. Crabtree, M., Eslinger, D., Fletcher, P., Miller, M., Johnson, A. y King, G. (2002). La lucha contra las incrustaciones-Remoción y prevención. *Oilfield Review, Slumberger*. p. 30 – 49.
 7. Dyer, S. y Graham, G. (2002). The effect of temperature and pressure on oilfield scale formation. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. UK. p. 95-107.
 8. Fadairo, A., Omole, O. y Falode, O. *Effect of Oilfield Scale Deposition on Mobility Ratio*. SPE paper No. 114488. CIPC/SPE Gas Technology Symposium. 16-19 June. Calgary, Alberta. 2008.
 9. Gloede, M. y Melin, T. (2007). A new theoretical approach to the calcium carbonate crystallisation process out of aquatic solution and the effect of impurities on it. NACE paper No. 07054. *NACE Corrosion Conference & Expo*. Houston, Texas.
 10. Marin, J. (2015). *Determinación de la tendencia incrustante en las aguas de producción de los campos de Ecopetrol de acuerdo con sus condiciones operacionales de temperatura, presión y composición* Tesis de Pregrado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 108 p.
 11. Mateus, N. y Pacheco, J. (2015). *Determinación del umbral de depositación de Carbonato de calcio en el medio poroso de un campo colombiano*. Tesis de Pregrado. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. 71 p.
 12. Moghadasi, J., Jamiala, M., Müller-Steinhagen, H., Sharif, A., Ghalambor, A., Izadpanah, M. y Motaie, E. (2003). Scale Formation in Iranian Oil Reservoir and Production Equipment During Water Injection. *SPE paper No. 80406. SPE 5th International Oilfield Scale Symposium and Exhibition*, 29-30 January. Aberdeen, UK.
 13. Muñoz, F. y Sandoval Y. (2008). Generalidades de la formación, prevención y tratamiento de depósitos de escamas. *Revista Fuentes*. vol. 6, No. 1, p, 37-46.
 14. Restrepo, A., Duarte, J. y Sanchez, Y. (2007). A Multiparameter Methodology for Skin Factor Characterization: Applying Basic Statistics to Formation Damage Theory. *SPE paper No. 107674. ESP European Formation Damage Conference*. 30 May-1June. Scheveningen, Netherlands.
 15. Seagraves, S. y Wu, Y. (1996). Comparison of scale index calculations and two predictive models. *NACE paper No. 186. CORROSION 96*. Houston, Texas.
 16. Stamatakis, E., Stubos, A. y Muller, J. (2011). Scale prediction in liquid flow through porous media: A geochemical model for the simulation of CaCO_3 deposition at the near-well region. *Journal of Geochemical Exploration. JGE paper No. 108*. 115-125 p.
 17. Tahmasebi, H. y Kharrat, R. (2007). Prediction of Permeability Reduction Rate Due to Calcium Sulfate Scale Formation in Porous Media. SPE paper No. 105105. *SPE 15th Middle East Oil & Gas Show and Conference*. 11-14 March. Bahrain, Kingdom Bahrain.
 18. Zhang, Y. y Farquhar, R. (2003). Laboratory Determination of Calcium Carbonate Scaling Rates for Oilfield Wellbore Environments. *SPE paper No. 68329. SPE International Symposium on Oilfield Scale*, 30-31 January. Aberdeen, UK. 2001. Aberdeen, UK.

Recepción: 7 de agosto de 2016
Aceptación: 18 de octubre de 2016