

CIC-SCALES: HERRAMIENTA COMPUTACIONAL PARA LA PREDICCIÓN DE FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES

CIC-SCALES: COMPUTATIONAL TOOL FOR THE PREDICTION OF SCALE FORMATION

Florez- Ortiz H.¹, García-Rueda W.¹, Juzga-León G.^{1*}, Corzo- Alvarez F.¹

¹Corporación para la Investigación de la Corrosión - CIC

*Vía Guatiguará km 2, Piedecuesta, Santander, Colombia

*gjuzga@corrosioncic.com

Artículo Científico

Publicado: 31 de marzo 2025

RESUMEN

La formación de incrustaciones en los sistemas de explotación de petróleo y gas es considerada una de las problemáticas más importantes de la industria, debido a que las depositaciones ocasionan reducción significativa de la tasa de producción, afectación de la integridad de los equipos y aumento considerable en costos de operación. Por consiguiente, dentro de los planes de aseguramiento de integridad, es requerido identificar el nivel de amenaza de la formación de incrustaciones en la infraestructura asociada a pozos de inyección y producción, para establecer planes de prevención, control y seguimiento que mitiguen dicha amenaza. Este trabajo presenta el desarrollo de la herramienta CIC-Scales, para la predicción de formación de sustancias incrustantes a través del análisis de condiciones de operación y fisicoquímica del agua. La herramienta se construyó realizando las fases: a) levantamiento de requerimientos y definición de la arquitectura del software; b) implementación de modelos de cálculo

para la determinación de índices de saturación (LLNL, PHREEQC, PITZER, Oddo-Tomson y Henderson-Hasselbalch); y, c) codificación de la interfaz del usuario con visualización de resultados en tablas, gráficas de barras y, perfiles de pH, presión y temperatura. La herramienta demostró que tiene capacidad de predicción al coincidir con datos experimentales de salmueras saturadas y en equilibrio, reportadas en literatura. CIC-Scales es una herramienta computacional eficiente y confiable para conocer la amenaza de la formación de incrustaciones en infraestructura de producción de petróleo y gas, con capacidad de brindar información para evaluar alternativas de prevención y control de la amenaza.

Palabras clave: Índice de saturación; incrustaciones; predicción; salmuera.

ABSTRACT

The formation of scale in oil and gas exploitation systems is considered one of the most important problems in the industry, because the deposits cause a significant reduction in the production rate, affect the integrity of the equipment

and a considerable increase in operating costs. Consequently, within the integrity assurance plans, it is necessary to identify the threat level of scale formation in the infrastructure associated with injection and production wells, to establish prevention, control and monitoring plans, which allow mitigating this threat. This work presents the development of the CIC-Scales tool, for the prediction of scale formation through the analysis of operating conditions and physicochemistry of water. The tool was built through the phases: a) definition of requirements and software architecture; b) implementation of calculation models for determining saturation indices (LLNL, PHREEQC, PITZER, Oddo-Tomson and Henderson-Hasselbalch); and, c) coding of the user interface with visualization of results in tables, bar graphs and pressure and temperature profiles. The tool demonstrated that it has predictive capacity by coinciding with experimental data of saturated and equilibrium brines, reported in the literature. CIC-Scales is an efficient and reliable computational tool to understand the threat of scale formation in oil and gas production infrastructure, with the capacity to provide information to evaluate alternatives for preventing and controlling the threat.

Keywords Saturation index; scale; prediction; brine.

INTRODUCCIÓN

Las incrustaciones son precipitados de sustancias inorgánicas que provienen de una solución sobresaturada [1]. En

sistemas de producción de petróleo y gas, los componentes del agua llegan a sobrepasar el límite de solubilidad cuando se producen cambios en las condiciones fisicoquímicas del sistema y/o existe mezcla incompatible entre el agua de inyección y el agua de producción [2]. La causa específica de la formación de incrustaciones depende de cada sustancia que precipite, se conoce que existen especies como el carbonato de calcio que su formación depende en mayor medida a condiciones termodinámicas y al pH de la mezcla [3, 4]; mientras que otros, como sulfato de calcio y sulfato de bario, pueden estar más afectados por las concentraciones de los iones que los componen [5].

Algunos casos específicos en la industria de gas y crudo donde se puede observar tendencia a la formación de incrustaciones son: (a) en sistemas de alta presión y temperatura, cuando se presenta evaporación del fluido, lo cual provoca la sobresaturación de los iones y por consiguiente, precipitación de minerales como sulfatos de bario, estroncio y calcio, y carbonatos de calcio y magnesio [6]; (b) en el caso de pozos productores, cuando en el cabezal se genera la liberación del dióxido de carbono de la fase acuosa y el pH del fluido cambia, se provoca la disminución de la solubilidad de ciertas sustancias como carbonatos y sulfuros [3]; y (c) en pozos inyectoros, cuando el agua en la superficie está saturada con sales susceptibles al aumento de la temperatura, las cuales pueden precipitar en la sarta del pozo [7].

La aparición de sustancias incrustantes en el proceso de producción de petróleo y gas es considerada una problemática importante, debido a que inducen la corrosión bajo depósito en el sistema, lo cual ocasiona grietas, picaduras o desgaste general del material, provocando fallas en los equipos y aumento en costos de mantenimiento; además, por el taponamiento que generan las incrustaciones, el sistema puede presentar pérdidas energéticas debido a caídas de presión e interferencias en la transferencia de calor. Todo lo anterior afecta directamente la tasa de producción que, en algunos casos, se convierten en paradas del sistema. Los gastos por reducción de la tasa de producción debido a la formación de incrustaciones, se estimaron en el 2002 en alrededor de 800 millones de dólares estadounidenses en Gran Bretaña, 3 mil millones de dólares estadounidenses en Japón y 9 mil millones de dólares estadounidenses en Estados Unidos [8].

Entre las estrategias de mitigación se encuentra la construcción de diseños con reducción de puntos bajos y tramos muertos, aumento de caudales, uso de recubrimientos internos en puntos de posible acumulación de sólidos, realización de limpiezas internas y aplicación de inhibidores [9]. Durante la consideración de estas múltiples estrategias dentro de un plan de aseguramiento de integridad, se identifica la necesidad de conocer cuál es el nivel de amenaza que genera la formación de incrustaciones en el

sistema específico evaluado, con el objetivo de asegurar el adecuado control, prevención y seguimiento, de manera que se logre mitigar la amenaza.

Como alternativas para conocer el nivel de amenaza de la formación de incrustaciones sin intervenir el sistema, se encuentran modelos de predicción de índice de saturación (IS), como el modelo termodinámico Oddo-Tomson, el cual toma como base la teoría de Pitzer y permite el análisis conociendo o no el pH del sistema para fluido con fase gaseosa ausente o presente. Este modelo ha sido utilizado en software privados que permiten el cálculo práctico con resultados aceptables [10, 11, 12]; sin embargo, el número de sustancias incrustantes que puede analizar es limitado para carbonato de calcio y sulfatos [13]. Por otro lado, existen códigos geoquímicos como PHREEQC que, mediante diversas bases de datos termodinámicas (TDF) permite de manera libre calcular el IS a un gran número de sales en un sistema; sin embargo, la utilización del código puede ser compleja si el modelador no tiene la experiencia necesaria para manejar el código y seleccionar el TDF adecuado [14].

Identificando la necesidad de una herramienta de cálculo que permita reconocer de manera efectiva y práctica cuáles son las diversas sustancias incrustantes que presentan tendencia a su formación en sistemas específicos de estudio y conocer su comportamiento, permitiendo a la vez que el usuario pueda identificar y usar el modelo adecuado

para el caso que se quiera analizar; la Corporación para la Investigación de la Corrosión (CIC), reunió esfuerzos para el desarrollo de la herramienta computacional CIC-Scale para la predicción del IS, la capacidad y velocidad de precipitación de incrustaciones, teniendo en cuenta composición fisicoquímica del fluido y condiciones de operación (temperatura, presión y pH).

Además, la herramienta de cálculo también permite la determinación del pH para los casos en donde se considere necesario, considerando que existen especies incrustantes principalmente sensibles a este parámetro [15, 16, 17] y que la medición directa en una muestra puede presentar incertidumbres debido a no tener en cuenta factores influyentes como la presión, la temperatura y los gases disueltos [18, 19] a los que estuvo expuesto el fluido en el sistema.

METODOLOGÍA

La herramienta de predicción CIC-Scale se desarrolla mediante las fases de: (i) levantamiento de requerimientos y definición de la arquitectura; (ii) implementación de modelos de cálculo; (iii) Codificación de la interfaz del usuario y (iv) validación del índice de saturación y cálculo del pH.

Levantamiento de requerimientos y definición de la arquitectura. En esta fase, se desarrollaron reuniones entre las diferentes partes interesadas para identificar y definir los requerimientos para la creación de la aplicación en

función de las necesidades planteadas por los profesionales expertos en el área. Como resultado, se elaboró un documento donde se determinaron entre otras las siguientes características para CIC-Scale. La aplicación, debe determinar el índice de saturación (IS), la capacidad y la velocidad de precipitación de un gran número de sustancias incrustantes, dependiendo del modelo geoquímico que escoja el usuario; además de, realizar el cálculo del pH por medio del dióxido de carbono presente en el sistema e información de flujos. La base de cálculo de la aplicación debe usar modelos de software libre disponibles en la literatura. Esta aplicación debe permitir a partir de una salmuera base, la creación de perfiles de presión, temperatura o pH, con los cuales se pueda determinar tendencias o comportamientos de incrustación a medida que aumentan o disminuyan los valores de cada perfil. Debe permitírsele al usuario la exportación de los resultados generados por la aplicación en hojas de cálculo.

Implementación de modelos de cálculo. Para la determinación del IS, CIC-Scale abarcó los modelos más utilizados en la industria del petróleo y gas, y permite al usuario escoger el más adecuado según el sistema específico en evaluación. En la **Tabla 1** se presentan los modelos con la cantidad de especies incrustantes que puede analizar y los rangos de temperatura y fuerza iónica (F.I) en el que son aptos.

Para calcular el pH, se tomaron los modelos Henderson-Hasselbalch y

Oddo-Tomson, para los cuales es importante conocer la concentración de HCO_3^- o alcalinidad del sistema y la participación del CO_2 ; sin embargo, el primero realiza el cálculo a partir de la constante de disociación, mientras que el segundo considera el efecto de la presión total y parcial de CO_2 , incluyendo correcciones para la presencia de varias fases (agua, gas, aceite).

Codificación de la interfaz del usuario.

CIC-Scale es codificada como una aplicación de escritorio (standalone) desarrollada para sistema operativo Windows cuyo código fuente está programado en lenguajes WPF y C#.

La aplicación se diseña para trabajar en ambientes donde por limitación física o políticas de seguridad de la compañía no se permita uso o conexión a internet.

La interfaz es orientada a ser intuitiva y fácil de usar, exponer los resultados de los cálculos en tablas y gráficos, presentar modulo de ayuda, y permitir el almacenamiento y cargue masivo de los casos.

Validación del índice de saturación (IS) y cálculo de pH.

Para validar la metodología de cálculo que toma en cuenta CIC-Scale para determinar el IS, se utilizó datos de literatura de diferentes salmueras en las que fue solubilizado un contenido de calcita y barita manteniéndose en equilibrio, por lo que el índice de saturación teórico en estos casos corresponde a cero.

Las salmueras utilizadas para simular el IS de la calcita agrupan 30 composiciones diferentes [20] que se pueden dividir en

salmueras con fuerza iónica baja ($0,01 \text{ mol} \cdot \text{L}^{-1}$), media ($1 \text{ mol} \cdot \text{L}^{-1}$) y alta ($3 \text{ mol} \cdot \text{L}^{-1}$), salmuera con contenido de acetato, salmuera con sulfato y salmuera con magnesio. Para el caso de la barita en equilibrio, se utilizan 16 salmueras de fuerza iónica alta ($6 \text{ mol} \cdot \text{L}^{-1}$) con composición similar [16], en donde varía únicamente la concentración del bario y condiciones fisicoquímicas. Los datos de composición fisicoquímica de las salmueras y las condiciones experimentales se ingresaron a CIC-Scale, y los resultados fueron comparados con el IS teórico, realizando diferencia entre los valores que se obtienen teniendo en cuenta la información de la Tabla 1.

Adicionalmente, se comprobó que la herramienta fuera coherente con el comportamiento que presenta una salmuera saturada típica en un sistema de producción de petróleo y gas, para lo cual se utilizaron datos de literatura de la composición de una salmuera [15], para la cual se observó experimentalmente que al reducir temperatura y presión se aumenta la deposición de barita en una superficie de arenisca.

Con respecto a la validación de los cálculos para la determinación del pH, se utilizó información experimental de literatura [16], donde fue medido el pH en un ambiente controlado a dos soluciones con diferente concentración de HCO_3^- expuestas a diversas presiones de CO_2 .

RESULTADOS

Desarrollo de CIC-Scale La herramienta de cálculo desarrollada permite conocer

el índice de saturación, la capacidad y velocidad de precipitación de diversas sustancias incrustantes. El usuario da inicio al cálculo ingresando primero los datos de presión, temperatura y pH del sistema; después, selecciona el modelo de cálculo; y por último, ingresa la composición del fluido; en este paso, la herramienta señala al usuario las especies químicas de composición que

se deben conocer de manera estricta para realizar el cálculo por el método seleccionado. La interfaz de la herramienta logra que este proceso sea intuitivo y fácil de realizar, como se aprecia en la **Figura 1**. CIC-Scale permite que el ingreso de la información se realice por salmuera o de manera masiva.

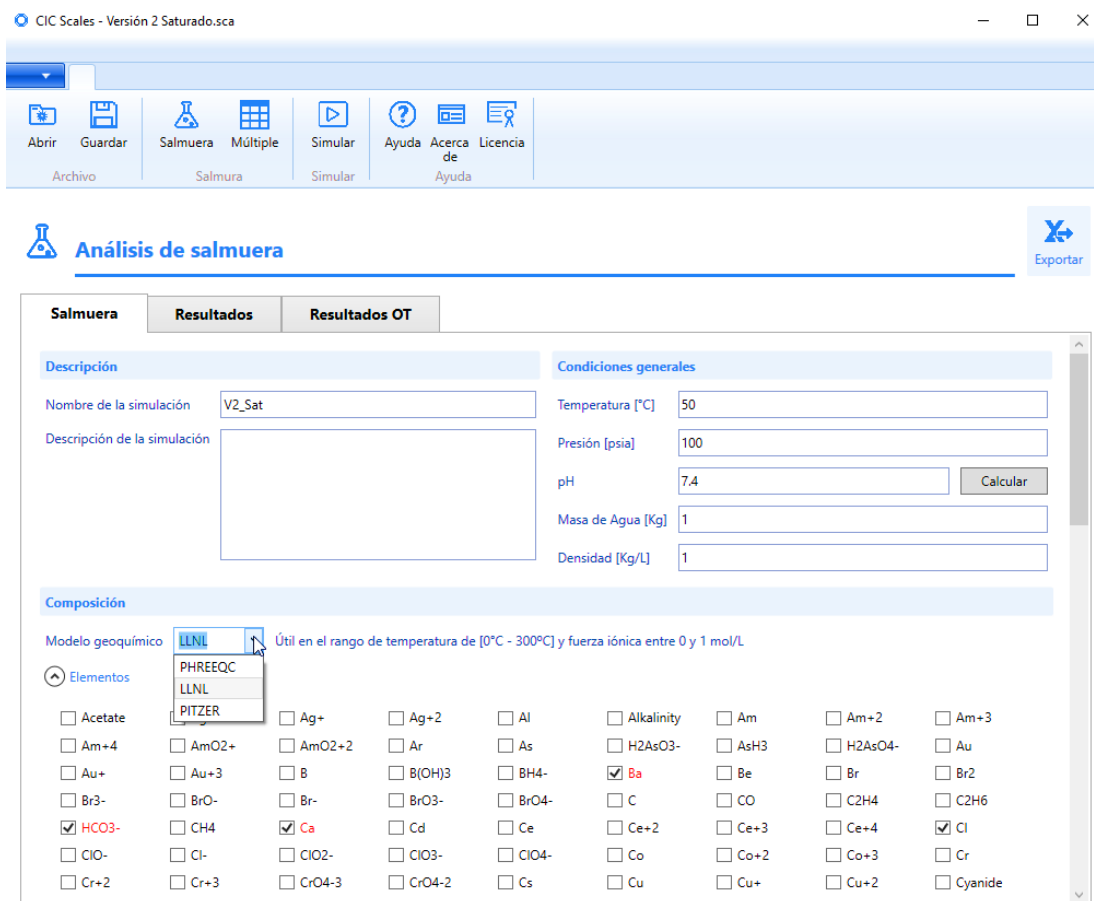


Figura 1. Ventana principal de la herramienta CIC-Scale.

Durante el proceso de cálculo, la herramienta presenta la opción de determinar el pH. Para los casos con sistemas que contienen fase gaseosa y se conoce el CO₂ disuelto, porcentaje de CO₂ en gas, y los flujos (agua, gas y

aceite), se puede usar el modelo Oddo-Tomson; en los casos en donde únicamente se conoce el porcentaje de CO₂ en gas, se puede usar el modelo Henderson Hasselbalch; y para sistemas en los que la fase gaseosa está ausente,

sólo se requiere el CO₂ disuelto para los dos métodos.

La herramienta muestra los resultados en tablas, gráficas de barras, y perfiles de variación de condiciones de operación. Este último es de especial utilidad para observar cómo afecta los cambios de temperatura, presión y pH en el sistema sobre la tendencia a la formación de las incrustaciones. Un ejemplo de lo anterior se aprecia en las **Figuras 2 y 3**.

Los casos que cada usuario construya en la aplicación pueden ser almacenados para su posterior uso o para compartir a otros usuarios que tengan instalado la aplicación, similar a como funcionan las herramientas ofimáticas. Los resultados se pueden observar en la interfaz de CIC-Scale o se pueden exportar en archivo editable para el fácil tratamiento de la información. La herramienta puede trabajar sin la necesidad de conexión a servicios web o aplicaciones de terceros.

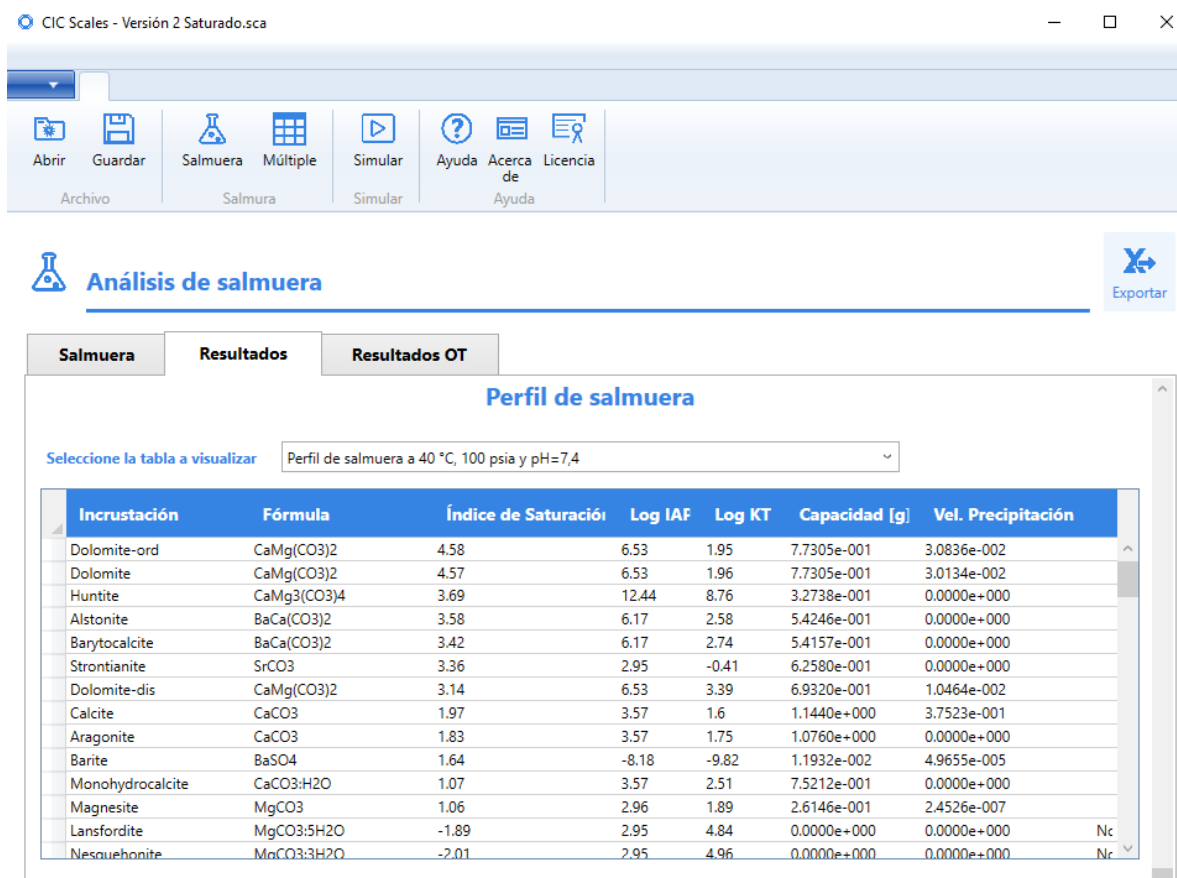


Figura 2. Ejemplo de la visualización de resultados tabulados en CIC-Scale.

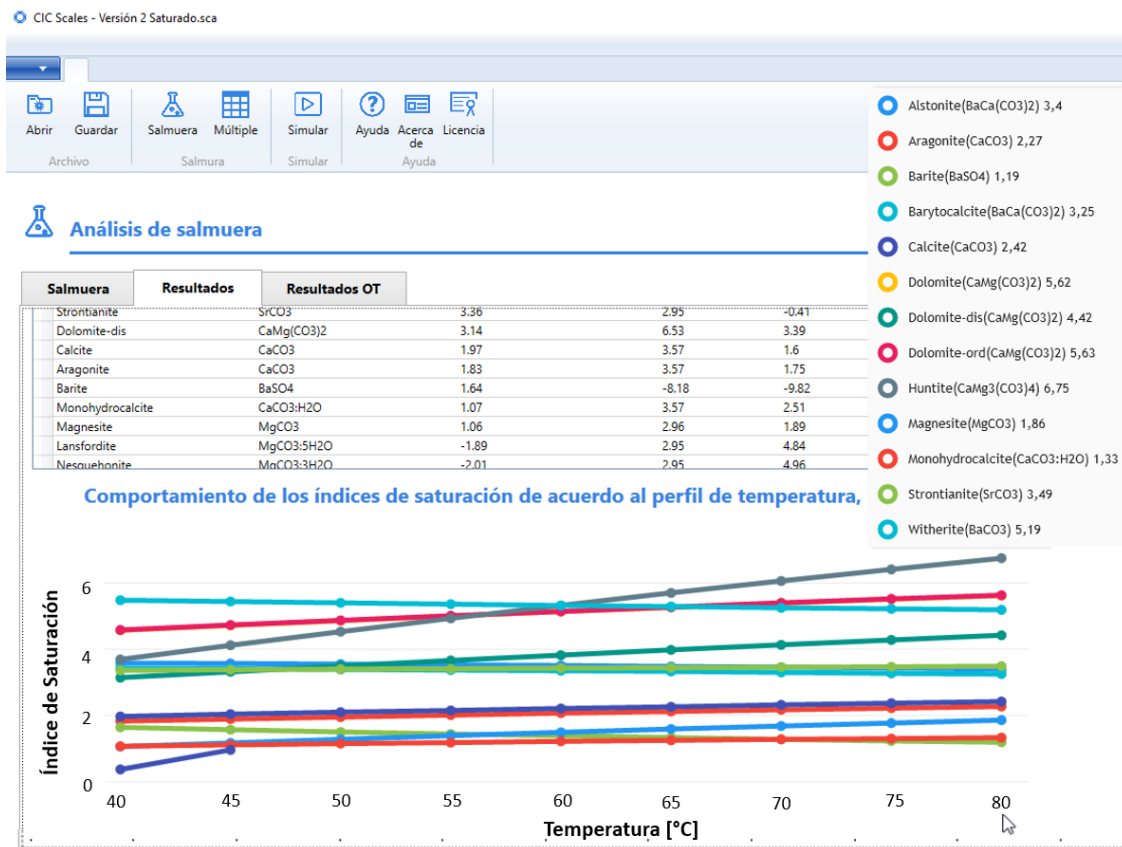


Figura 3. Ejemplo de resultados de simulación en forma de gráficos: Comportamiento de los índices de saturación de una salmuera a diferentes temperaturas.

Validación. En las **Figuras 4 y 5** se muestran los resultados del IS para calcita y barita respectivamente, calculados por los cuatro modelos de CIC-Scale para 46 salmueras en equilibrio ($IS_{teórico}=0$) de diferente composición y condiciones de temperatura y presión. En la **Tabla 2** se

realiza la comparación del IS promedio que se obtiene para las dos especies incrustantes por cada modelo y su respectiva desviación estándar (SD), teniendo en cuenta o no las consideraciones de temperatura, presión y fuerza iónica de la **Tabla 1**.

Tabla 1. Comparación de modelos para la determinación de IS en CIC-Scale.

Modelos	T [°C]	P [psi]	F.I [mol·L ⁻¹]	Especies Incrustantes
Oddo-Tomson [21, 22]	0-200	14,7-200014,7	0-4	~6 (CaCO ₃ , CaSO ₄ ·2H ₂ O, CaSO ₄ ·0.5H ₂ O, CaSO ₄ , BaSO ₄ y SrSO ₄)
PHREEQC – TDF phreeqc.dat [14]	0 - 60	14,7-14503,8	0 - 1	~300
PHREEQC – TDF pitzer.dat [14]	0 - 100	14,7-14503,8	0 - 6	~120
PHREEQC – TDF Ilnl.dat [14]	0 - 300	14,7-200014,7	0 - 1	~2 000

Tabla 2. Índice de saturación de calcita y barita para diferentes salmueras en equilibrio calculados por los cuatro modelos utilizados CIC-Scale. *Resultados considerando rangos de la **Tabla 1**.

Modelos	Calcita (IS $\pm$ SD)	Calcita (IS $\pm$ SD) Consideraciones*	Barita (IS $\pm$ SD)	Barita (IS $\pm$ SD) Consideraciones*
Oddo-Tomson	-0,58 $\pm$ 0,71	-0,22 $\pm$ 0,29	-0,72 $\pm$ 0,66	No aplica
PHREEQC – TDF phreeqc.dat	0,42 $\pm$ 0,50	0,12 $\pm$ 0,41	1,57 $\pm$ 0,86	No aplica
PHREEQC – TDF pitzer.dat	0,55 $\pm$ 0,97	0,44 $\pm$ 0,42	-0,63 $\pm$ 0,73	0,02 $\pm$ 0,16
PHREEQC – TDF llnl.dat	-0,12 $\pm$ 0,13	-0,10 $\pm$ 0,11	-0,02 $\pm$ 0,15	No aplica

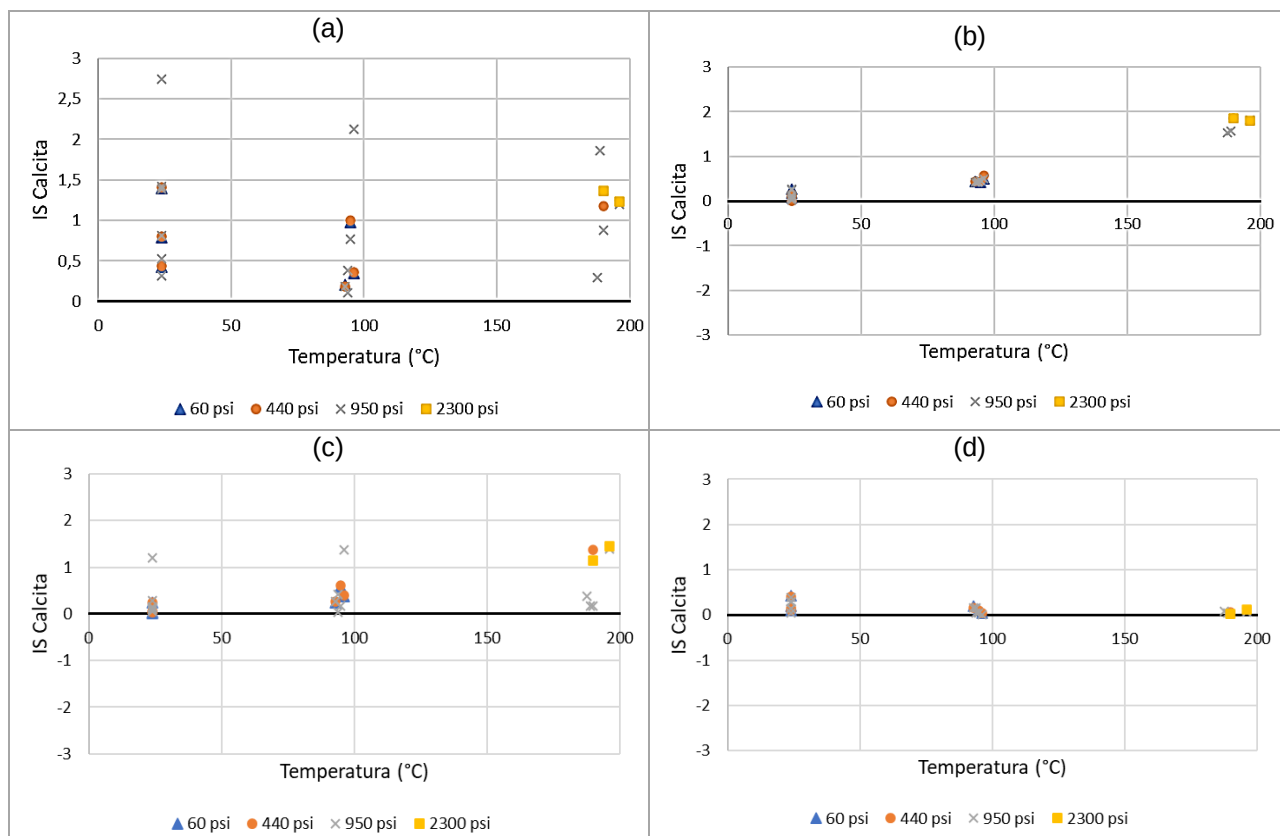


Figura 4. Índice de saturación de calcita calculado por CIC-Scale para 30 salmueras en equilibrio con composición y condiciones diferentes: (a) resultados del modelo Oddo-Tomson; (b) resultados del modelo PHREEQC – phreeqc.dat; (c) resultados del modelo PHREEQC – pitzer.dat; (d) resultados del modelo PHREEQC – TDF llnl.dat. Datos de las salmueras en el estudio de Kan y coautores del 2005 [20].

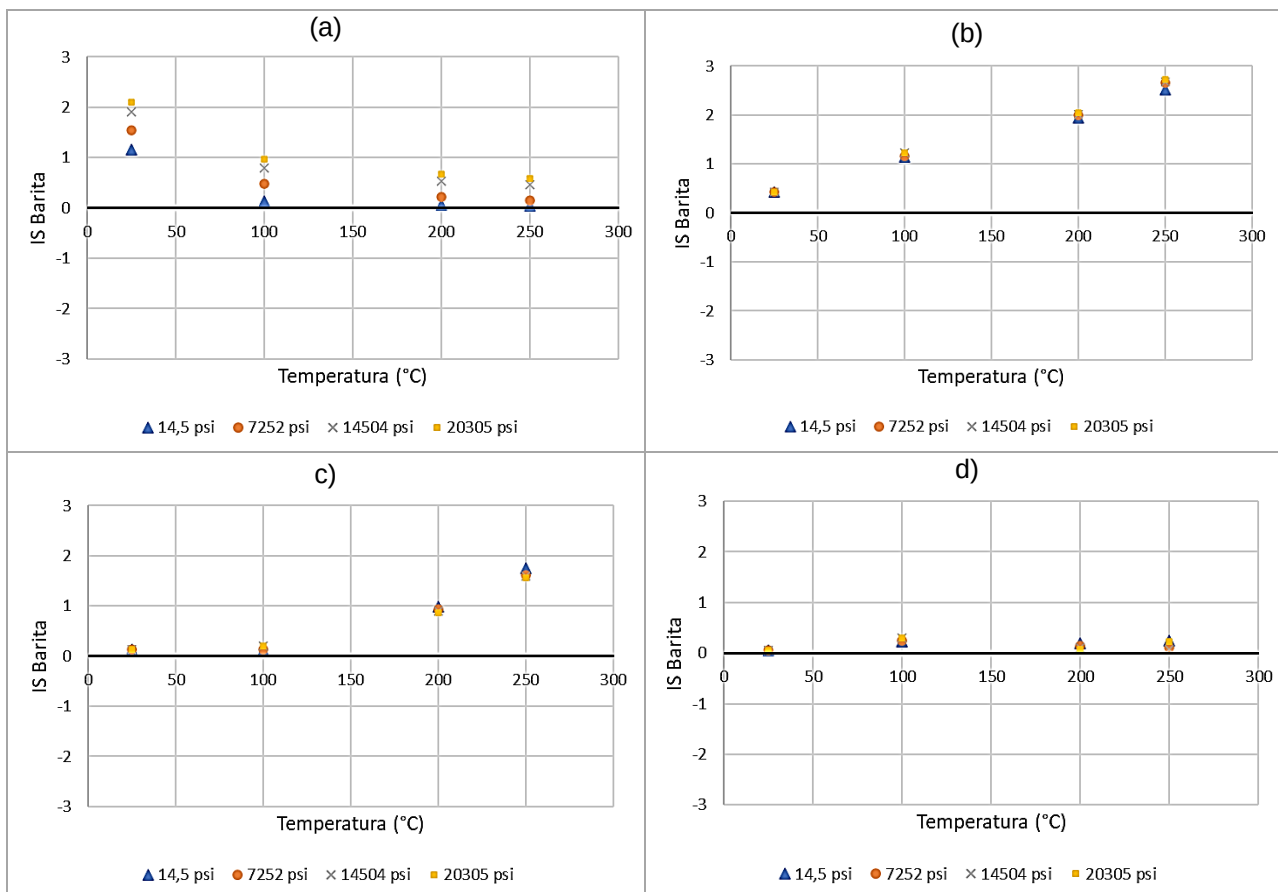


Figura 5. Índice de saturación de barita calculado por CIC-Scale para 16 salmueras en equilibrio con composición y condiciones diferentes: a) resultados del modelo Oddo-Tomson; b) resultados del modelo PHREEQC – phreeqc.dat; c) resultados del modelo PHREEQC – pitzer.dat; d) resultados del modelo PHREEQC – TDF lnI.dat. Datos de las salmueras en el estudio de Kan y coautores del 2012 [16].

Para el caso del análisis de la salmuera saturada, en la **Figura 6** se expone el cambio del IS de la sustancia incrustante principal, barita, calculado por CIC-Scale mediante el modelo de Oddo-Tomson, en donde se observa que, al disminuir temperatura y presión, la barita tiene mayor tendencia a precipitar en el sistema, tal como se evidencia experimentalmente en el estudio de Bin Merdhah y coautores [15]. Para este ejercicio, se prefirió realizar el cálculo por el método de Oddo-Tomson porque fue el más sensible frente a los cambios de presión y temperatura a los que se expuso la salmuera, teniendo en cuenta

especialmente que, este logró demostrar en la tercera cifra decimal del IS que a menor presión mayor es la tendencia a la formación de la barita; mientras que, los resultados por PHREEQC reconocen el efecto de la temperatura pero no hacen distinción en el resultado del IS de la barita frente a la variación de las presiones para la salmuera específica en evaluación. Adicionalmente, los modelos de las bases de datos termodinámicas phreeqc.dat y pitzer.dat, no consideran la concentración específica del ión bicarbonato, parámetro presente en la composición de la salmuera en evaluación.

La comparación del pH calculado por medio de CIC-Scale frente al pH medido en un ambiente controlado para 13 soluciones en equilibrio se puede observar en la **Figura 7**, donde se puede observar una buena congruencia entre los datos. El error relativo del pH

calculado es de 1,12% frente al pH experimental. El cálculo se realizó sólo por el método de Henderson-Hasselbalch, ya que los datos disponibles para el cálculo no eran suficientes para el uso del modelo de Oddo-Tomson.

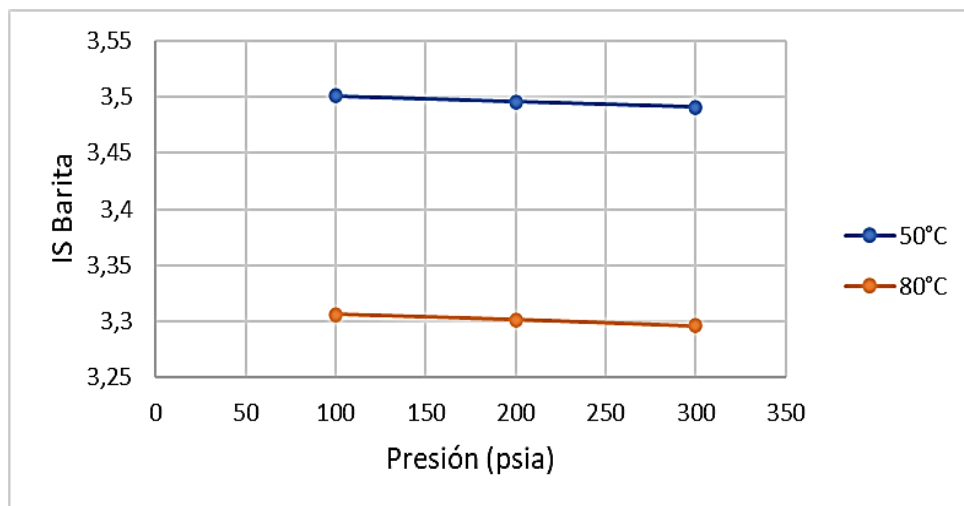


Figura 6. Índice de saturación de barita calculado por CIC-Scale con el método de Oddo-Tomson para salmuera saturada expuesta a cambios de presión en temperaturas de 50 °C y 80 °C. La composición de la salmuera fue publicada en el estudio de Bin Merdha y coautores del 2010 [15].

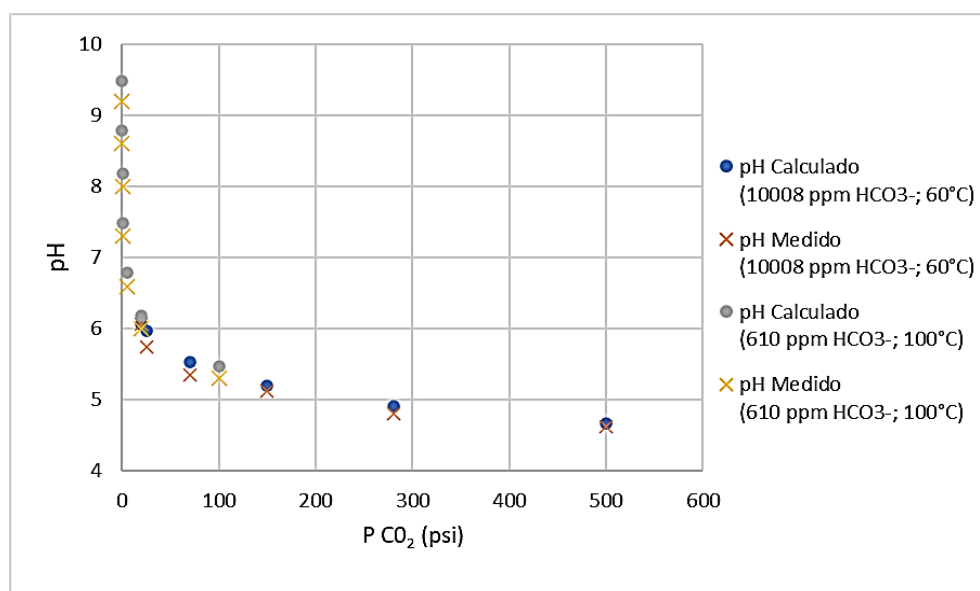


Figura 7. pH medido vs. pH calculado por CIC-Scale mediante el método de Henderson-Hasselbalch. Datos experimentales en el estudio de Kan y coautores del 2012 [16].

Aplicación CIC-Scale. Durante el diseño y desarrollo de los planes de aseguramiento de integridad para sistemas de producción de crudo y gas, la Corporación para la Investigación de la Corrosión (CIC) ha implementado en varias metodologías el uso de la herramienta CIC-Scale, como en la construcción de mapas de susceptibilidad a fenómenos de incrustación en pozos productores y la evaluación del desempeño de productos inhibidores de incrustaciones.

La construcción de mapas de susceptibilidad inicia con la recopilación y tratamiento de la información fisicoquímica del fluido en los pozos de interés; después, esta información es ingresada a CIC-Scale para conocer la tendencia a la formación de sustancias incrustantes; paralelamente, se realiza la caracterización de muestras sólidas recolectadas en los sistemas para identificar experimentalmente los minerales que la componen; con los resultados obtenidos, se correlacionan los índices de saturación calculados con las sustancias incrustantes encontradas en los sólidos, de modo que se identifica el límite crítico de los índices de saturación de las principales especies incrustantes. Este límite señala el estado de amenaza hacia la integridad del sistema debido al depósito de incrustaciones. Lo anterior permite que, mediante el seguimiento continuo de la fisicoquímica del fluido del pozo en análisis, se logre identificar rápidamente la susceptibilidad de la infraestructura y se realice su posterior control.

La evaluación del desempeño de inhibidores también inicia alimentando la herramienta de cálculo con la información fisicoquímica del sistema de interés, para identificar las principales formaciones de especies incrustantes; después, se realiza la elaboración en laboratorio de una salmuera representativa del sistema mediante la fisicoquímica conocida, a la cual, generalmente se le debe aumentar la concentración de los iones en determinado factor para conseguir la precipitación de los minerales en poco tiempo (menor a 1 día). El factor se determina mediante simulaciones en CIC-Scale hasta obtener el IS, capacidad y velocidad de precipitación necesaria. Con la salmuera elaborada se realizan ensayos en laboratorio de tubing blocking test (TBT) y/o formación/ausencia de precipitado para seleccionar el inhibidor adecuado.

DISCUSIÓN

Las simulaciones realizadas para las salmueras en equilibrio permiten reconocer las limitaciones que contienen cada uno de los modelos que la herramienta CIC-Scale agrupa, conocimiento clave para el éxito de las predicciones. Como se expone en la Tabla 1, los modelos están diseñados para determinadas condiciones de temperatura, presión y fuerza iónica, lo cual se puede relacionar con los resultados de la **Figura 4 y 5**; en donde se puede observar que el modelo PHREEQC – TDF llnl.dat es el que mejor se correlaciona con el IS esperado para la calcita y barita, a pesar de que varias de

las salmueras simuladas superan el límite de la fuerza ionizante en la que el modelo es adecuado, dado que este modelo es reconocido por contener una de las bases de datos termodinámicas más completas [14, 23]. La desviación estándar de $\pm 0,1$, generalmente es el valor que se obtiene de los modelos de predicción de sustancias incrustantes [16, 20].

Por otro lado, los resultados obtenidos del PHREEQC con TDF phreeqc.dat y pitzer.dat y, el modelo de Oddo-Tomson, demostraron que la aplicación debe seguir estrictamente los rangos de temperatura y fuerza de ionización para su aplicabilidad, con el fin de obtener predicciones precisas. Aunque estos modelos ofrecen resultados con mayor desviación ($<\pm 0,5$), que igualmente sigue siendo aceptable, se considera importante mantenerlos dentro de la herramienta CIC-Scale porque difieren en algunos de los datos de composición química que exigen conocer de manera estricta para realizar el cálculo, lo cual puede ser el factor decisivo en el momento de escoger el modelo adecuado, ya que en ocasiones no se conoce todas las especies químicas del fluido.

La validación realizada sobre el comportamiento del IS que predice CIC-Scale frente a variación de temperatura, presión y pH para una salmuera saturada, fue coherente con lo esperado. En la Figura 6 se observa que IS de la sustancia incrustante principal, barita, sigue la tendencia comprobada experimentalmente, la solubilidad de la barita se reduce al disminuir temperatura y presión [15]; además, el valor del IS es mayor a 3 en todos los casos (Figura 7), por lo que, considerando la desviación

estándar calculada para barita por el método de Oddo-Tomson el IS se mantiene positivo frente a las variaciones de temperatura y presión, lo que indica que la salmuera presenta tendencia a formar incrustaciones; comprobado en el estudio de Bin Merdiah y coautores del 2010 [15].

Por medio de la comparación realizada entre el pH medido de una solución en ambiente controlado y el pH calculado por medio de la herramienta, se comprueba que la alternativa presentada por CIC-Scale es adecuada para los casos en donde se presenta incertidumbre del valor de pH de la salmuera (Figura 7), especialmente, cuando los datos conocidos son limitados como es el caso frecuente que se presenta en la industria del crudo y gas.

Las simulaciones realizadas con la salmuera saturada (Figura 6) y el cálculo del pH (Figura 7), sirven como ejemplo para reconocer la importancia de poseer una herramienta de predicción que contenga diferentes modelos y permita escoger el más adecuado de manera práctica, según el objetivo de la simulación y los datos conocidos.

CONCLUSIONES

-Los modelos utilizados por CIC-Scale permiten la predicción de índices de saturación con desviaciones menores a 0,5; comprobado específicamente en las sustancias incrustantes calcita y barita.

-El cálculo del pH por medio de CIC-Scale permite analizar el fenómeno de incrustaciones en los casos donde se

presenta incertidumbre en la medida del parámetro. Error relativo: 2,4%.

-Es una herramienta computacional eficiente, práctica y confiable para conocer la amenaza de la formación de incrustaciones en infraestructura de producción de petróleo y gas, la cual permite al usuario escoger y comparar el modelo adecuado según el objetivo de la simulación y los datos conocidos.

-CIC-Scale tiene la capacidad de brindar información para evaluar alternativas de prevención y control de la amenaza del depósito de incrustaciones en la infraestructura.

REFERENCIAS

- [1] Feng, C., & Zhang, P. (2022). Control of composite oilfield scales and deposits. In *Water-Formed Deposits* (pp. 353-368). Elsevier.
- [2] Liu, L., Zhang, L., Zhang, G., Han, L., Yu, T., & Qu, C. (2021, September). Mixed scaling control technology of produced water in different layers of the Dingbian oil production plant. In *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science* (Vol. 859, No. 1, p. 012033). IOP Publishing.
- [3] Kazi, S. N. (2022). Particulate matter: Interfacial properties, fouling, and its mitigation. In *Water-Formed Deposits* (pp. 97-140). Elsevier.
- [4] Aber, Azizi., Seyed, Reza, Shadizadeh., Abbas, Khaksar, Manshad., Naghi, Jadidi. (2018). Effects of pH and Temperature on Oilfield Scale Formation. *Iranian Journal of Oil and Gas Science and Technology*, 7(3):18-31. doi: 10.22050/IJOGST.2017.58038.1350
- [5] Abbasi, P., Abbasi, S., & Moghadasi, J. (2020). Experimental investigation of mixed-salt precipitation during smart water injection in the carbonate formation. *Journal of Molecular Liquids*, 299, 112131.
- [6] Hoang, T. A. (2022). Mechanisms of scale formation and inhibition. In *Water-formed deposits* (pp. 13-47). Elsevier.
- [7] Zhang, T., Li, Y., Li, C., & Sun, S. (2020). Effect of salinity on oil production: review on low salinity waterflooding mechanisms and exploratory study on pipeline scaling. *Oil & Gas Science and Technology—Revue d'IFP Energies nouvelles*, 75, 50.
- [8] Gordon, M., Graham, G.M., Eric James Mackay, E.J., and Dyer, S.J. (2002). The Challenges for Scale Control in Deepwater Production Systems: Chemical Inhibition and Placement. *NACE International, Corrosion Conference*, Paper No. 02316, April 7–12, Denver, CO, USA.
- [9] Alamri, A. H. (2020). Localized corrosion and mitigation approach of steel materials used in oil and gas pipelines—An overview. *Engineering failure analysis*, 116, 104735.
- [10] Pramana, A. A., Alveyed, D., & Nengkoda, A. (2023, February). Predicting and mitigating inorganic scale in XY field. In *AIP Conference Proceedings* (Vol. 2667, No. 1). AIP Publishing.
- [11] Alveyed, D. (2021). PREDICTING AND MITIGATING INORGANIC SCALE IN IRANIAN FIELD

(Doctoral dissertation, Pertamina University).

- [12] Фоломеев, А. Е., Давиденко, И. С., Вахрушев, С. А., Мингалишев, Ф. К., Шарифуллин, А. Р., Фаизов, Р. А., & Разяпов, Р. К. (2019). Адаптация технологии обработки призабойных зон скважин Соровского месторождения в условиях солеотложения. Нефтяное хозяйство, (11), 124-129.
- [13] Palazzo A., Van der Merwe, J., y Combrink G. (2015). The accuracy of calcium-carbonate-based saturation indices in predicting the corrosivity of hot brackish water towards mild steel, Journal of the Southern African Institute of Mining and Metallurgy, 115(12), 1229-1238.
- [14] Lu P., Zhang G., Apps J., y Zhu, C. (2022). Comparison of thermodynamic data files for PHREEQC, Earth-Science Reviews, 225, 103888.
- [15] Merdhah A. B. B., y Yassin, A. A. M. (2007). Scale formation in oil reservoir during water injection at high-salinity formation water, Journal of applied sciences, 7(21), 3198-3207.
- [16] Kan A. T., y Tomson M. B. (2012). Scale prediction for oil and gas production, Spe Journal, 17(02), 362-378.
- [17] Giulia, Ness., Kenneth, Stuart, Sorbie. (2020). A rigorous procedure to predict coupled carbonate and sulfide scales in different field scenarios. doi: 10.2118/200684-MS
- [18] Giulia, Ness., Kenneth, Stuart, Sorbie. (2020). A rigorous procedure to predict coupled carbonate and sulfide scales in different field scenarios. doi: 10.2118/200684-MS
- [19] Birol, Dindoruk., Ram, R., Ratnakar., Sanyal, Suchismita. (2020). 5. Phase Behavior Modeling of Acid-Gas Aqueous Systems CO₂, H₂S, CH₄, Water and In-Situ pH Measurements in Applications to Wellbore Integrity and Top-of-Line Corrosion. doi: 10.2118/201341-MS
- [20] Kan, A. T., Wu, X., Fu, G., & Tomson, M. B. (2005, February). Validation of scale prediction Algorithms at oilfield conditions. In SPE International Conference on Oilfield Chemistry? (pp. SPE-93264). SPE.
- [21] Pinzón-Torres C., Ramírez J. F., y Guanacas L. A. (2014). Desarrollo de software para el modelamiento de las depositaciones inorgánicas incorporando daño a la formación por depositaciones inorgánicas en yacimientos de petróleo, Ingeniería y Región, (12), 41-49.
- [22] Palazzo A., Van der Merwe, J., y Combrink G. (2015). The accuracy of calcium-carbonate-based saturation indices in predicting the corrosivity of hot brackish water towards mild steel, Journal of the Southern African Institute of Mining and Metallurgy, 115(12), 1229-1238.
- [23] Akin, T., & Kargı, H. (2019). Modeling the geochemical evolution of fluids in geothermal wells and its implication for sustainable energy production. Geothermics, 77, 115-129.

