

# Modelamiento de la formación de *scale* del agua de producción del Campo Castilla\*

Grupo de investigación en Simulación de Yacimientos y Recobro mejorado.

Línea de investigación en Recobro mejorado.

Tito Adolfo Barrera\*\*, Edwin Rodríguez ICP, Juan Escobar ICP, Wilson Barrios ICP  
Camila Botía Castañeda\*\*\*, Cinthya Caicedo Ferrer\*\*\*

Recibido: 27 de septiembre de 2011

Aceptado: 31 de octubre de 2012

## RESUMEN

El presente trabajo contiene el modelamiento de la formación de *scale* del agua de producción del Campo Castilla ubicado en la Cuenca de los Llanos Orientales. En primer lugar, se definen las condiciones específicas del campo, su ubicación, las formaciones presentes, su estratigrafía y las propiedades petrofísicas. En segundo lugar, se determinan todas las especificaciones de la composición del agua de producción, tales como sus propiedades físicas y químicas; se definen sus compuestos mayores como el Cloro, Calcio, Sulfatos entre otros y menores como el Oxígeno, Dióxido de Carbono etc.; se determina el efecto de la mezcla entre estos componentes en la formación del *scale* y los factores que inciden como la temperatura, acidez, presión, pH, concentración, alcalinidad. La combinación de las variables anteriores origina el proceso de formación de las incrustaciones más conocidas como son las de Carbonato de Calcio, Sulfato de Calcio y Sulfato de Estroncio. Los esquemas de la distribución iónica muestran de forma detallada los pozos de interés, las formaciones productoras y las concentraciones de cada uno de los componentes.

**Palabras Clave:** Campo Castilla, agua de producción, incrustación, Programa Modelamiento Formación *Scale* (PMFS v.1).

## ABSTRACT

This work contains the modeling of the formation of water scale production Castilla Field, located in the Llanos Basin. First define the specific field conditions, its location, the formations present, their stratigraphy and petrophysical properties. It identifies all the specifications of the composition of produced water, such as physical and chemical properties, defining their order compounds such as chlorine, calcium, sulphates etc., and less as the Oxygen, Carbon Dioxide and so on. The effect of mixing them in the formation of scale and what are the factors that influence such as temperature, acidity, pressure, pH, and alkalinity. The combination of the above variables results in the formation of fouling best known as those of calcium carbonate, calcium sulfate and strontium sulfate. The ion distribution schemes show in detail the wells of interest, producing formations and concentrations of individual components.

**Key words:** Castilla Field, OilField Water, scale, Programa Modelamiento Formación *Scale* (PMFS v.1).

## INTRODUCCIÓN

En la producción petrolera se da la formación de *scale* que son incrustaciones sólidas que se originan debido

\* Este proyecto fue desarrollado, a través de un convenio de Cooperación Tecnológica con el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP). Grupo de Investigación: Simulación de yacimientos y recobro mejorado.

\*\* Docente investigador, grupo de Recobro Mejorado, Universidad de América.

\*\*\* Estudiantes coinvestigadores Universidad de América.

a la producción de agua de diferentes yacimientos y con distintas composiciones químicas; por esta razón, es de gran importancia desarrollar mecanismos que permitan mitigar su origen y lograr así que las herramientas utilizadas en producción tengan una mayor vida útil. Se ha desarrollado el modelo en una aplicación en la cual se pueda ver y comparar las condiciones termodinámicas y el grado de concentración de las sustancias químicas que posee el agua y que afectan durante la producción los pozos del Campo Castilla. Para ello se ha recopilado y organizado en una base de datos la información perteneciente a 21 pozos ubicados en diferentes formaciones del Campo, lo cual, a su vez, ha permitido identificar las sustancias químicas, cationes y aniones que componen las muestras de agua de producción.

Luego de tener la información se desarrolló un programa que permite el análisis de las aguas de producción de cualquier Campo, el cual facilitó el proceso para la creación del modelo. Debe entenderse que la aplicación del programa se limita a la prevención de la formación de scale en el proceso de producción; de igual manera, al tratarse de un proyecto piloto estará sujeto a las verificaciones, correcciones y ajustes respectivos. Los resultados obtenidos están reflejados en los diagramas de Stiff, Ryznar y Langelier de tal forma que el usuario pueda acceder a la información de manera ágil y de fácil comprensión.

## MATERIALES Y MÉTODOS

Para el desarrollo de este proyecto se manejaron una serie de programas, los cuales se explicarán a continuación:

- **Oil Field Manager (OFM):** es un software de análisis de pozos y yacimientos desarrollado por la empresa Schlumberger; este cuenta con una aplicación de diseño de representaciones gráficas (mapas) para estudiar las distintas variables que interactúan en un sistema petrolero.
- **Excel:** es un programa desarrollado por la compañía Microsoft que realiza distintas series de cálculos matemáticos, estadísticos y analíticos, según los algoritmos elaborados por el usuario con el fin de obtener una respuesta.
- **Matriz Laboratory (MATLAB):** es un software diseñado por MathWorks que realiza cálculos numéricos con vectores y matrices, con cadenas de caracteres y con otras estructuras de información

más complejas. Este, además de realizar el cálculo matricial y álgebra lineal, también maneja polinomios, funciones, ecuaciones diferenciales ordinarias y gráficos.

- **Programa Modelamiento Formación Scale (PMFS v.1):** es un programa diseñado por los estudiantes coinvestigadores que desarrollaron este proyecto; se creó en el entorno de MatLab y permite realizar una serie de análisis al agua de producción de cualquier Campo, para su posterior caracterización.

Luego de haber explicado los instrumentos que se utilizaron para la realización del proyecto, a continuación se muestra la metodología que se siguió para obtener el análisis de las muestras de agua.

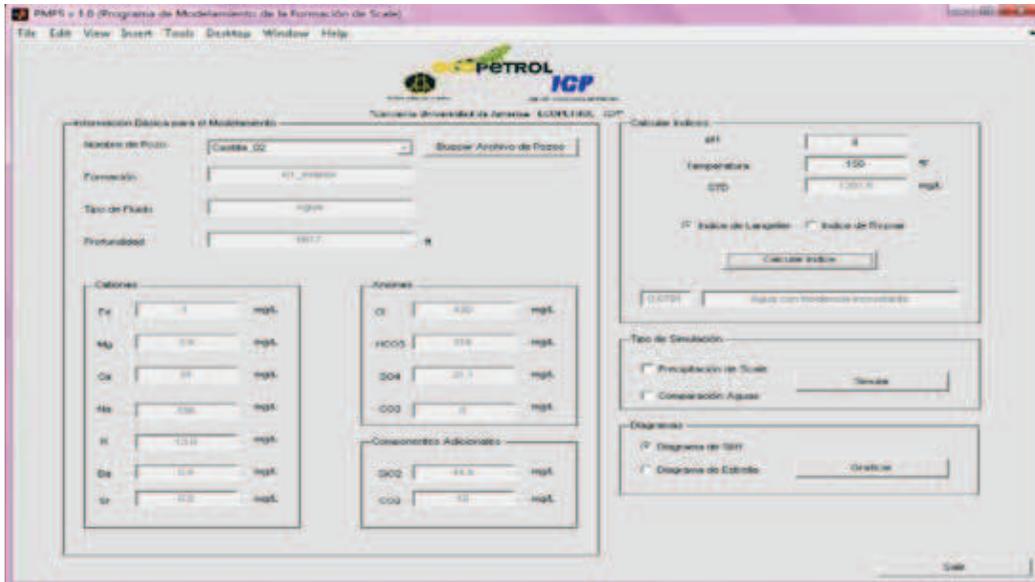
**1. Realización de la distribución iónica:** para la realización de la distribución iónica se utilizó el programa OilField Manager (OFM). Esta distribución se realizó en dos etapas, primero se construyeron los mapas estructurales y luego se elaboró la representación gráfica de los iones que componen el agua en cada formación. A continuación se describen los procedimientos que se realizaron para diseñar la distribución iónica.

- **Elaboración de los mapas estructurales:** se cargó en el software los datos pertinentes para este tipo de mapas, coordenadas de los pozos y profundidad al tope la formación de la cual produce cada pozo.

- **Elaboración de los mapas de distribución:** se cargó en el software datos adicionales como la concentración de los iones Bario, Bicarbonato, Calcio, Cloro, Estroncio, Sodio y Sulfato, y también la salinidad para tener una mejor comprensión de la composición de las aguas.

**2. Diseño de los diagramas de Stiff y estrella:** Los diagramas de *Stiff* y de estrella son la representación gráfica de los aniones y cationes que componen el agua de producción; la comparación de estos patrones es también una manera fácil de detectar rápidamente las diferencias en dos o más aguas. Para la construcción de los diagramas se utilizó el programa para el modelamiento de la formación de *scale* (PMFS v.1). Este se divide en varios módulos que al cargar una base de datos, permite al usuario escoger el tipo de análisis que desee hacerle al agua de formación, una imagen de la presentación del programa se encuentra en la Figura 1.

Figura 1. Presentación del Programa de Modelamiento de la Formación de Scale.

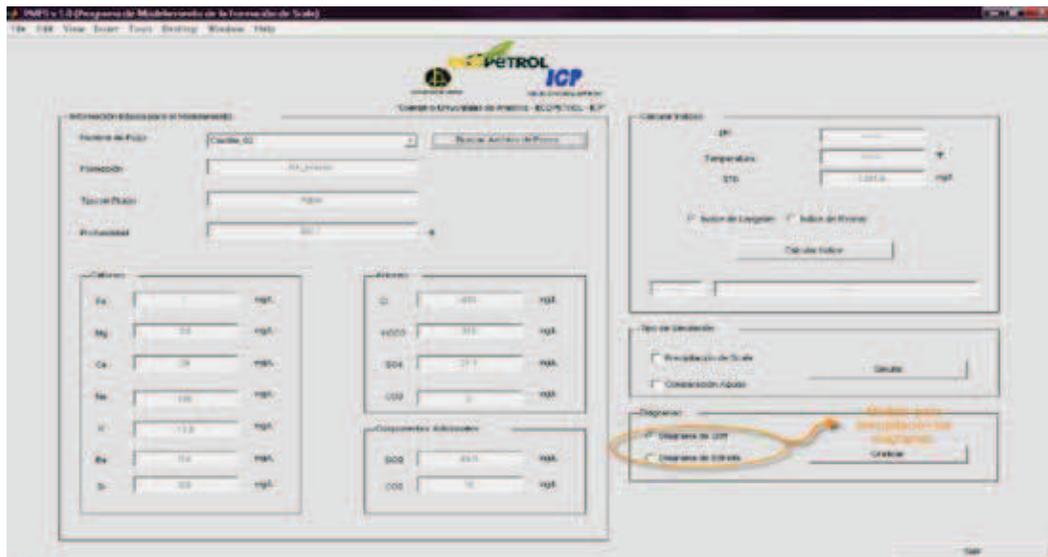


Fuente: los autores.

Para la realización de los diagramas se utilizó el módulo que se muestra en la Figura 2, el cual para graficar los diagramas de *Stiff* coloca los cationes a la izquierda y los aniones a la derecha. La concentración viene representada en meq/L, como lo determinó *Stiff* desde la construcción de sus primeros diagramas. En el diagrama-

ma de estrella se observan todos los cationes y aniones mezclados y las unidades de concentración también se encuentran en meq/L, este tipo de diagrama es relativamente nuevo, pero con él también se pueden comparar patrones de distintas aguas.

Figura 2. Módulo para la graficación de los Diagramas de Stiff y Estrella.

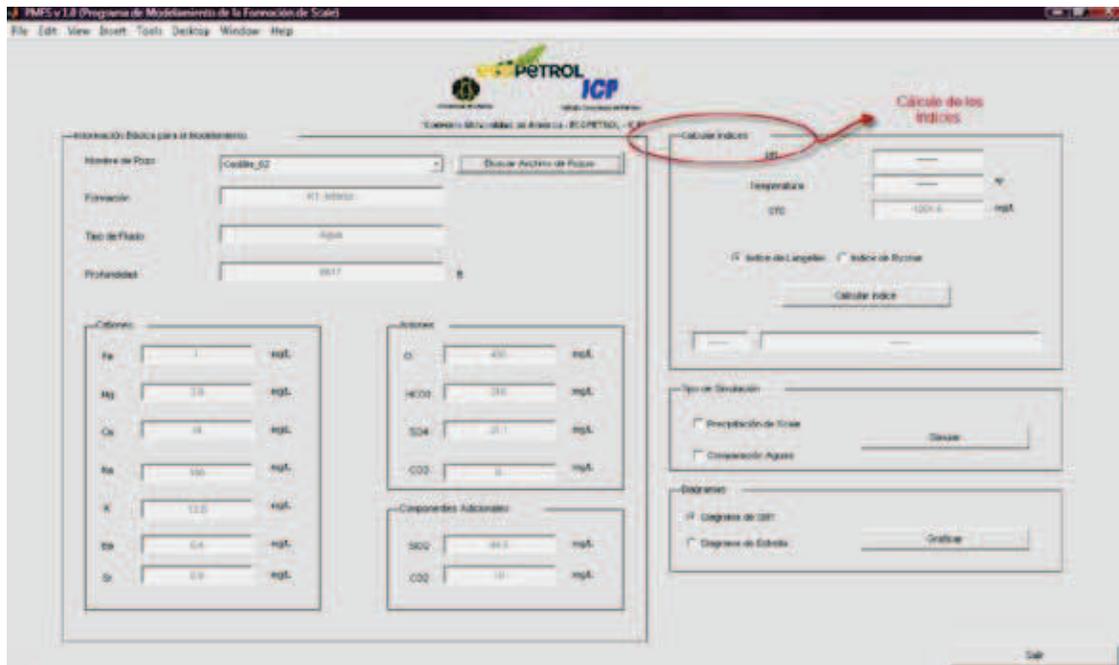


Fuente: los autores.

3. Cálculo de los índices de Langelier y Ryznar:

El cálculo de los índices de Langelier y Ryznar se realizó también en el programa PMFS v.1, pero en este caso se utilizó el módulo que se visualiza en la Figura 3.

Figura 3. Módulo para el cálculo de los Índices de Langelier y Ryznar.



Fuente: los autores.

Este módulo del programa permite determinar cada uno de los índices y se basa en las ecuaciones que Langelier y Ryznar determinaron para observar la tendencia de un agua a precipitar el carbonato de calcio. A continuación se muestran las ecuaciones para el cálculo de los índices.

- Ecuación para el cálculo de índice de saturación de Langelier.

$$LSI = pH - pH_s$$

- Ecuación para el cálculo del índice de saturación de Ryznar.

$$RSI = 2 pH_s - pH$$

Donde,

$pH$	=	pH al que se encuentra la muestra de agua.
$pH_s$	=	pH de saturación o pH al cual se logra el equilibrio calcio-carbónico del agua.

El cálculo del pH de saturación se hace por medio de la siguiente ecuación:

$$pH_s = (9.3 + A + B) - (C + D)$$

En donde las variables A, B y C, se determinan con las siguientes ecuaciones:

$$A = \frac{(\text{Log}(STD) - 1)}{10}$$

$$B = (-13.12 * \text{Log}(\text{°C} + 273.15)) + 34.55$$

$$C = (\text{Log}(\text{Dureza Cálctica})) - 0.4$$

Donde,

STD	=	Sólidos Totales Disueltos en ppm.
T	=	Temperatura en °C.
Dureza Cálctica	=	en ppm como CaCO <sub>3</sub> .
Alcalinidad	=	en ppm como CaCO <sub>3</sub> .

**4. Determinación de las relaciones iónicas:** Las relaciones iónicas para los pozos de Campo Castilla se determinaron en el programa Excel, teniendo en cuenta el significado básico de relación en donde las unidades de concentraciones se encuentran en mg/L. Para determinar el comportamiento del agua de producción con respecto a muestras estándar según las relaciones iónicas se utilizó la Tabla 1:

Tabla 1. Relaciones Iónicas Estándar

Relación Iónica	Agua de mar	Agua de lluvia
Na/Cl	0.82	0.86
Na/K	40 - 50	3 - 250
SO <sub>4</sub> /Cl	0.11	0.34
Mg/Ca	5	0.3 - 1.5
Cl/HCO <sub>3</sub>	200 - 500	0.1 - 5

**5. Cálculo de los índices de saturación según los parámetros termodinámicos:** Los índices de saturación se modelaron en el programa PMFS v.1, el cual fundamenta su simulación en las ecuaciones determinadas por J. E. Odco y M. B. Tomson, para el cálculo de los índices de saturación teniendo en cuenta que estos también se ven afectados por la presión, la temperatura y la fuerza iónica. Las ecuaciones que ellos concluyeron al final de sus estudios se relacionan a continuación:

- Ecuación para el cálculo del logaritmo de la constante compleja de solubilidad.

$$\text{Log}K_{st} = 1.86 + 4.5 \times 10^{-3} - 1.2 \times 10^{-6} T^2 + 10.7 \times 10^{-5} p - 2.38 Si^{0.5} + 0.58 Si - 1.3 \times 10^{-3} Si^{0.5} T$$

- Ecuación para el cálculo del sulfato libre.

$$[SO_4^{2-}] = \frac{-\left\{1 + K_{st} * \sum (C_m - C_{SO_4})\right\} + \left\{1 + K_{st} * \sum (C_m - C_{SO_4})\right\}^2 + 4 K_{st} C_{SO_4}}{2 K_{st}}^{0.5}$$

- Ecuación para el cálculo del magnesio libre.

$$[Mg^{2+}] = \frac{C_{Mg}}{1 + K_{st} [SO_4^{2-}]} \quad (13)$$

- Ecuación para el cálculo del calcio libre.

$$[Ca^{2+}] = \frac{C_{Ca}}{1 + K_{st} [SO_4^{2-}]} \quad (14)$$

- Ecuación para el cálculo del estroncio libre.

$$[Sr^{2+}] = \frac{C_{Sr}}{1 + K_{st} [SO_4^{2-}]} \quad (15)$$

- Ecuación para el cálculo del bario libre.

$$[Ba^{2+}] = \frac{C_{Ba}}{1 + K_{st} [SO_4^{2-}]} \quad (16)$$

- Ecuación para el cálculo de la fuerza iónica.

$$Si = \frac{1}{2} * \sum c(i) * [z(i)]^2$$

Donde,

Is	=	Índice de saturación, adimensional.
Kst	=	constante compleja de solubilidad, (Molaridad, M <sup>-1</sup> ).
Me	=	metal, { } denota actividad molar, [ ] denota concentración molar, (Molaridad, M).
P	=	presión, m/Lt <sup>2</sup> , psi.
Si o S	=	fuerza iónica, (Molaridad, M).
T	=	temperatura, (T, °F).
Cm	=	C <sub>Ca</sub> + C <sub>Mg</sub> + C <sub>Sr</sub> + C <sub>Ba</sub> , (Molaridad, M).
z	=	Carga iónica de cada especie.

Luego del cálculo de estas variables, centraron su estudio en la precipitación de los sulfatos con distintos iones disueltos en el agua; obteniendo las ecuaciones para el cálculo de los índices de saturación para el Yeso, Anhidrita, Hemidrato, Celestita y Barita.

- Índice de Saturación para el Yeso.

$$\text{CaSO}_4 = \log_{10} \{[\text{Ca}^{2+}][\text{SO}_4^{2-}]\} + 3.47 + 1.8 \times 10^{-3}T + 2.5 \times 10^{-6}T^2 - 5.9 \times 10^{-5}p - 1.13S^{\frac{1}{2}} + 0.37Si - 2.0 \times 10^{-3}S^{\frac{1}{2}}T$$

- Índice de Saturación para la Anhidrita.

$$\text{CaSO}_4 = \log_{10} \{[\text{Ca}^{2+}][\text{SO}_4^{2-}]\} + 4.04 + 1.9 \times 10^{-3}T + 11.9 \times 10^{-6}T^2 - 6.9 \times 10^{-5}p - 1.66S^{\frac{1}{2}} + 0.49Si - 0.66 \times 10^{-3}S^{\frac{1}{2}}T$$

- Índice de Saturación para el Hemidrato.

$$\text{CaSO}_4 = \log_{10} \{[\text{Ca}^{2+}][\text{SO}_4^{2-}]\} + 2.52 + 9.98 \times 10^{-3}T + 0.97 \times 10^{-6}T^2 - 3.07 \times 10^{-5}p - 1.09S^{\frac{1}{2}} + 0.50Si - 3.3 \times 10^{-3}S^{\frac{1}{2}}T$$

- Índice de Saturación para la Celestita.

$$\text{SrSO}_4 = \log_{10} \{[\text{Sr}^{2+}][\text{SO}_4^{2-}]\} + 6.11 + 2.0 \times 10^{-3}T + 6.4 \times 10^{-6}T^2 - 4.6 \times 10^{-5}p - 1.89S^{\frac{1}{2}} + 0.67Si - 2.0 \times 10^{-3}S^{\frac{1}{2}}T$$

- Índice de Saturación para la Barita.

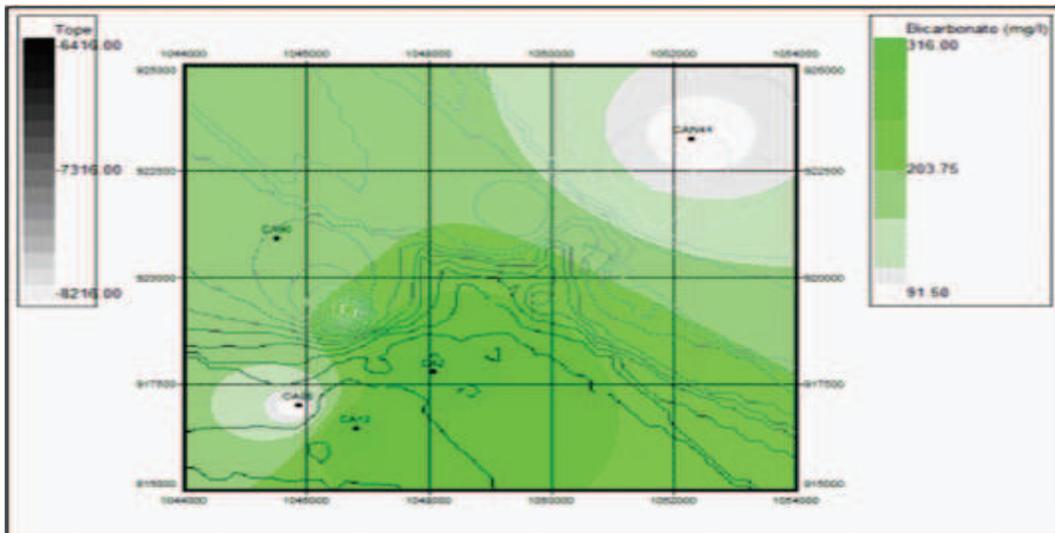
$$\text{BaSO}_4 = \log_{10} \{[\text{Ba}^{2+}][\text{SO}_4^{2-}]\} + 10.03 + 4.8 \times 10^{-3}T + 11.4 \times 10^{-6}T^2 - 4.8 \times 10^{-5}p - 2.62S^{\frac{1}{2}} + 0.89Si - 2.0 \times 10^{-3}S^{\frac{1}{2}}T$$

## RESULTADOS

Según lo explicado anteriormente, se desarrolló el análisis el agua de los veintiún pozos muestreados en Campo Castilla. A continuación se mostrarán los casos más relevantes:

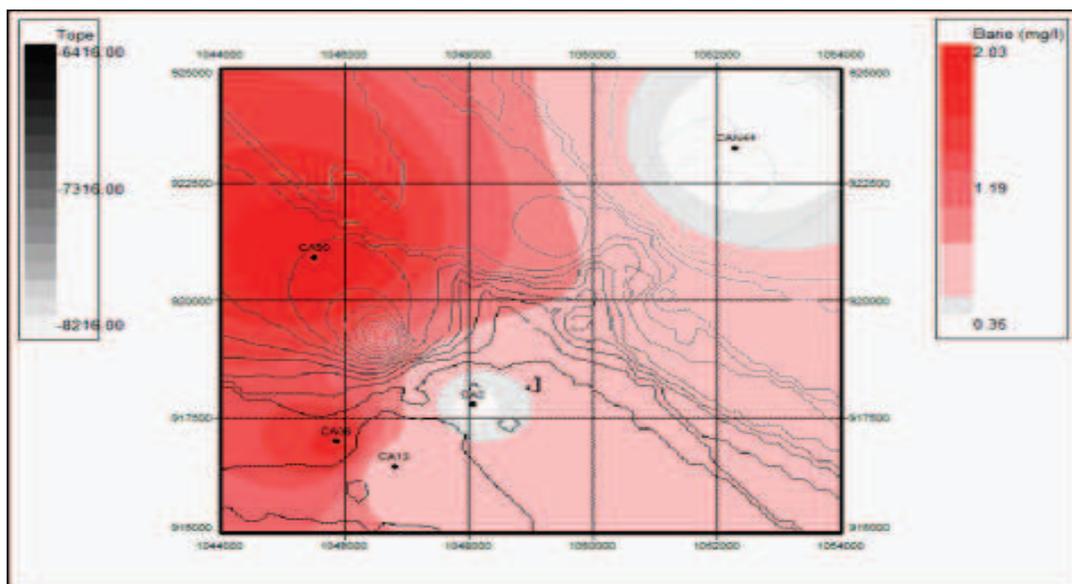
a. **Distribución iónica:** un ejemplo de los mapas de distribución iónica para el bicarbonato y el bario obtenidos de las formaciones de Campo Castilla se pueden observar en las siguientes figuras:

Figura 4. Distribución iónica del Bicarbonato para la formación K1 inferior



Fuente: los autores.

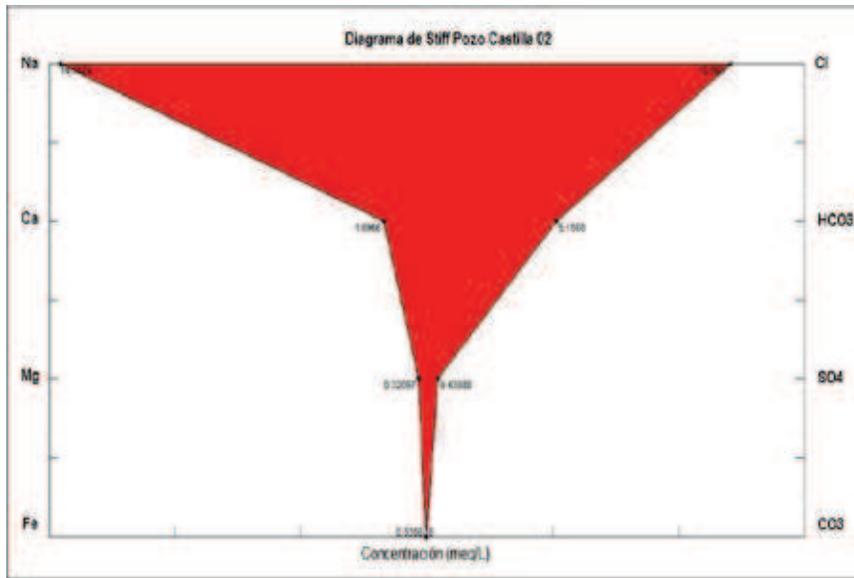
Figura 5. Distribución iónica del Bario para la formación K1 inferior.



Fuente: los autores.

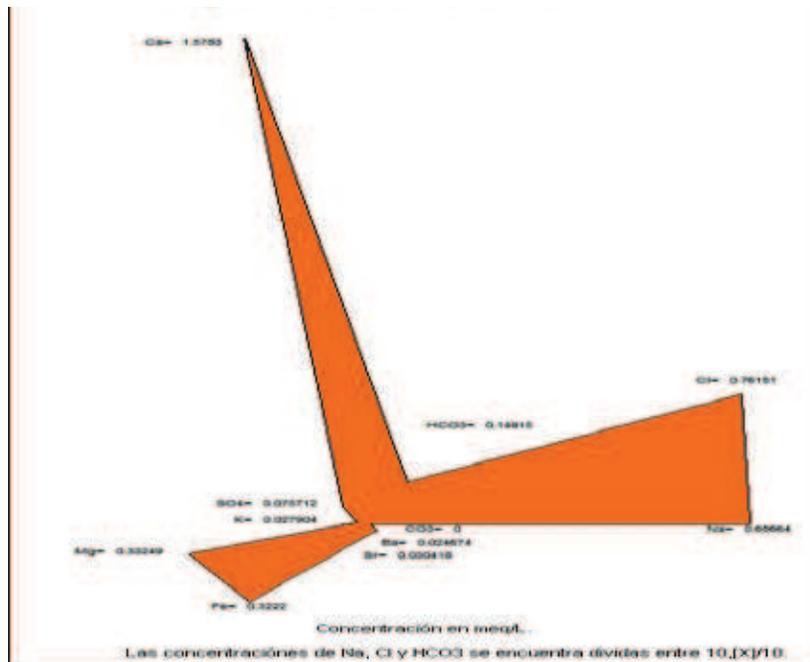
b. **Diagramas de Stiff y Estrella:** se graficaron los diagramas para cada uno de los pozos con AFQ (Pruebas de Laboratorio para aguas) en las distintas formaciones de Campo Castilla. Un ejemplo de estas se muestra en las Figuras 6 y 7 respectivamente.

Figura 6. Ejemplo de un Diagrama de Stiff.



Fuente: los autores.

Figura 7. Ejemplo de un Diagrama de Estrella



Fuente: los autores.

## LÍNEA DE INVESTIGACIÓN EN RECOBRO MEJORADO

**c. Índices de Langelier y Ryznar:** se calcularon los índices para los pozos de Campo Castilla que cuentan con AFQ. Un ejemplo de los resultados obtenidos se puede observar en la Tabla 2. En donde se muestra el valor numérico de estos y el comentario para cada uno de ellos. Según los resultados obtenidos es muy probable que el agua de las formaciones de Campo Castilla genere corrosión en lugar de incrustación, pues estas tienen un bajo pH.

**Tabla 2. Ejemplo de resultados para los índices de Langelier y Ryznar.**

Pozo	Formación	Prof. (Ft)	pH	Temp (°C)	Índice de Saturación de Langelier		Índice de Estabilidad de Ryznar	
C-02	K1 inferior	6617,00	8,9	80	1,8163	Agua con tendencia incrustante	5,2673	Agua ligeramente incrustante.
C-08	K1 inferior	6638,00	6,4	80	-1,1949	Agua con tendencia corrosiva	8,8198	Agua fuertemente corrosiva.
CN-54	K2	7434,00	6,7	80	-1,5	Agua con tendencia corrosiva	9,7	Agua intolerablemente corrosiva.
CN-55	K2	8055,00	6,7	80	-1,39	Agua con tendencia corrosiva	9,43	Agua intolerablemente corrosiva.

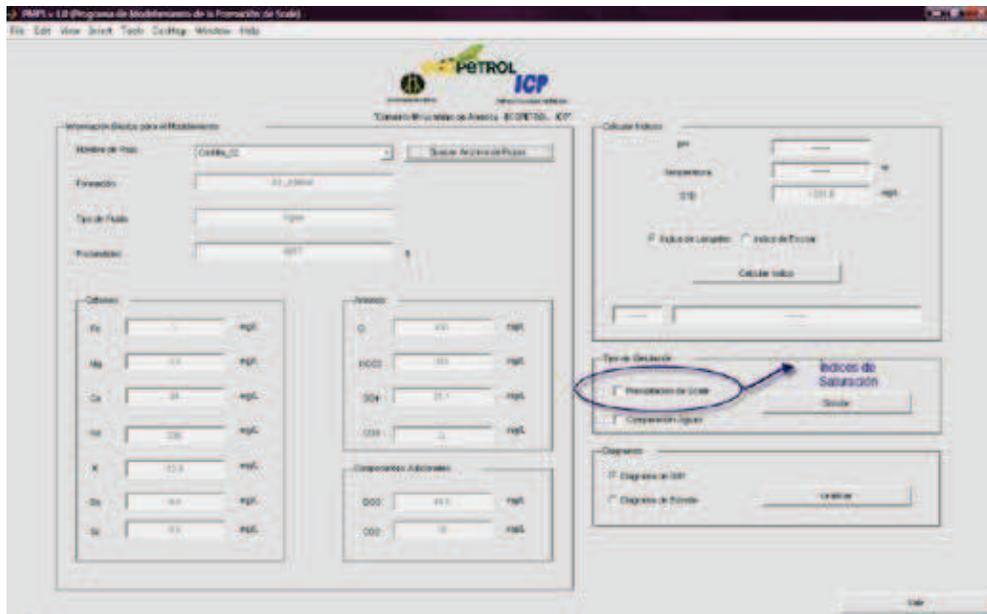
**d. Relaciones iónicas:** algunos de los resultados obtenidos para los pozos de Campo Castilla se pueden observar en la Tabla 3. Según los resultados, correlacionándolos con los parámetros dados en la Tabla 1, el agua de formación o producción se comporta de una manera muy diferente que el agua de mar o el agua de lluvia, esto debido a la naturaleza de los procesos geológicos por los que ha atravesado.

**Tabla 3. Resultados para las relaciones iónicas.**

Pozo	Relaciones Iónicas				
	Na/Cl	Na/K	SO <sub>4</sub> /Cl	Mg/Ca	Cl/HCO <sub>3</sub>
Castilla 02	0,78	24,35	0,05	0,11	1,36
Castilla 08	0,56	138,30	0,01	0,13	2,96
Castilla Norte 54	0,92	8,22	0,07	0,11	0,64
Castilla Norte 55	0,71	11,37	0,01	0,11	1,48
Castilla Norte 56	1,67	4,28	0,59	0,08	0,20
Castilla 09	0,60	8,13	0,06	0,07	1,30
Castilla 01	1,39	18,24	0,30	0,12	0,54
Castilla 21	0,42	13,60	0,02	0,10	3,64
Castilla Norte 31	0,71	16,23	0,11	0,10	1,29
Castilla 04	1,06	11,39	0,19	0,08	0,59

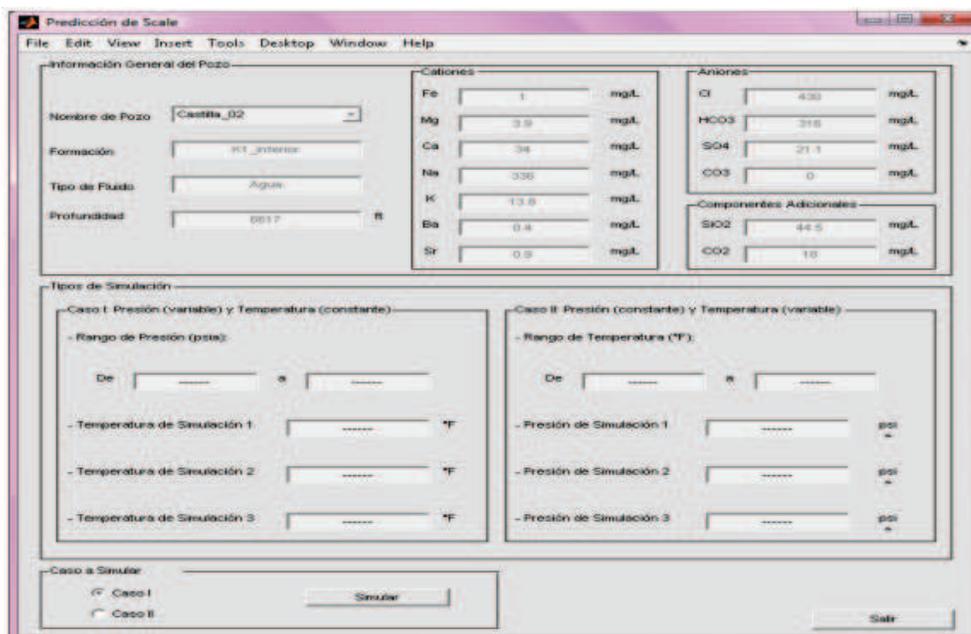
e. **Índices de saturación según los parámetros termodinámicos:** el módulo del programa para modelamiento que se utilizó para la determinación de estos índices se muestra en la Figura 8, el cual al ser seleccionado despliega una nueva ventana en donde se escogen los parámetros para la simulación. Un ejemplo de esta se puede observar en la Figura 9.

Figura 8. Módulo para el cálculo de los Índices de Saturación.



Fuente: los autores.

Figura 9. Ventana para los parámetros de simulación de los Índices de Saturación.



Fuente: los autores.

LÍNEA DE INVESTIGACIÓN EN RECOBRO MEJORADO

Para el caso de este modelamiento se escogieron los parámetros que se muestran en las Tablas 4 y 5, teniendo en cuenta que el primer caso de simulación corresponde a una predicción a presión variable y temperatura constante y viceversa para el segundo caso.

**Tabla 4. Parámetros de Simulación para el Caso 1: Presión variable y Temperatura constante.**

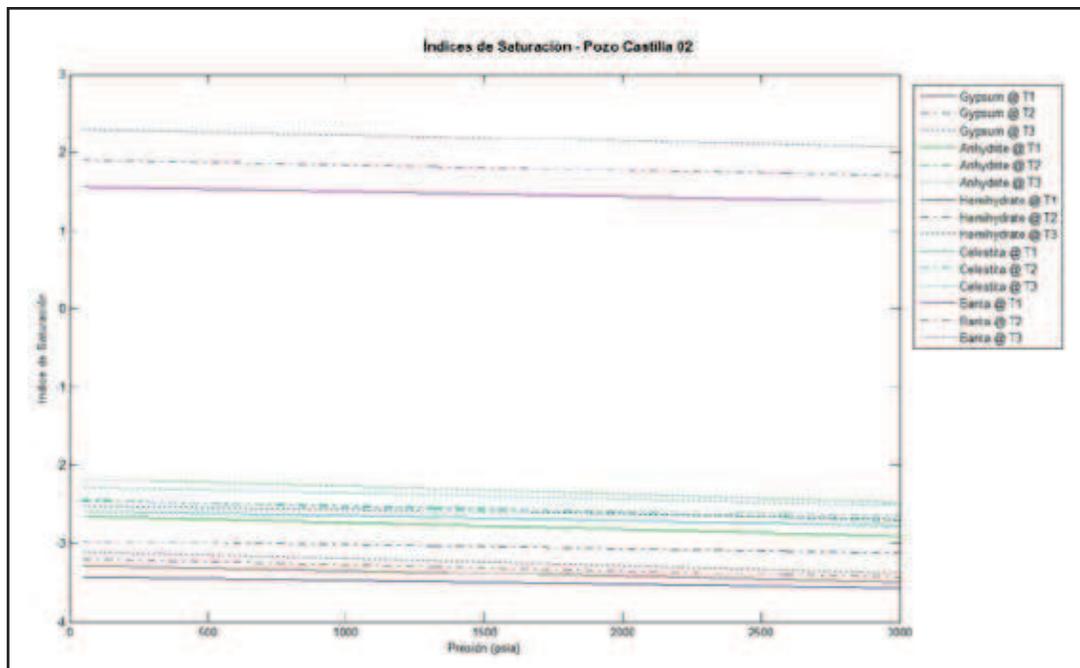
Caso I	
Rango de Presión	De 500 a 3000 psia
Temperatura 1 de simulación	100 °F
Temperatura 2 de simulación	150 °F
Temperatura 3 de simulación	200 °F

**Tabla 5. Parámetros de Simulación para el Caso 2: Presión constante y Temperatura variable.**

Caso II	
Rango de Temperatura	De 50 a 500 °F
Presión 1 de simulación	100 psia
Presión 2 de simulación	1500 psia
Presión 3 de simulación	3000 psia

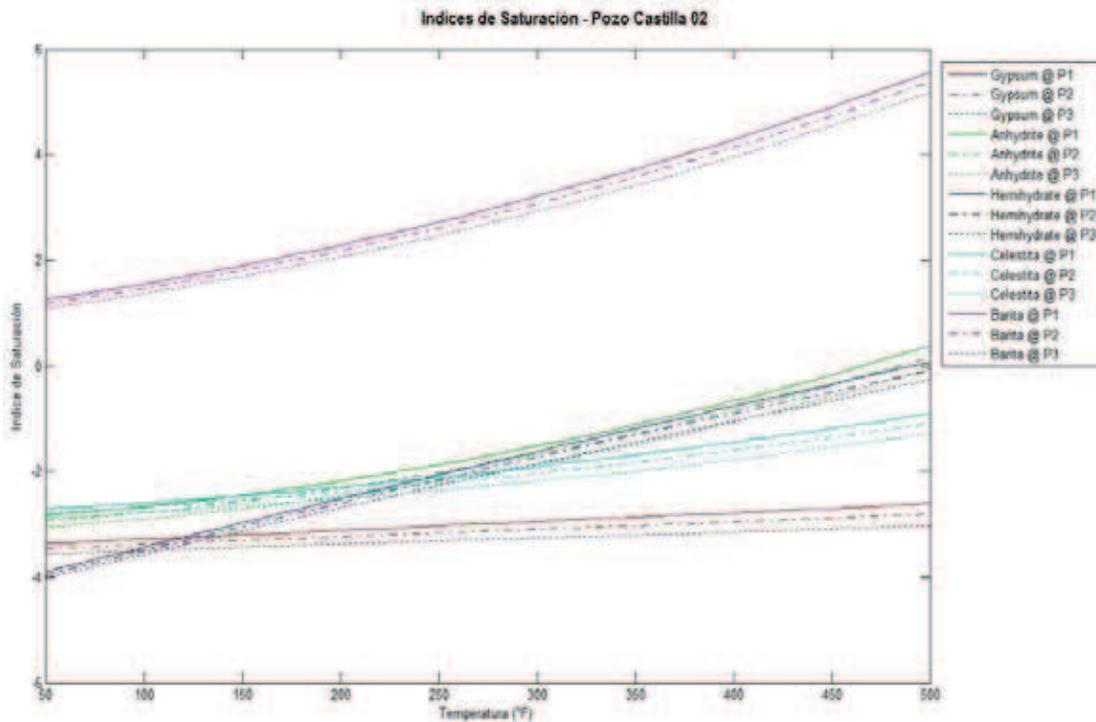
Las gráficas de simulación obtenidas en el programa se pueden observar en las Figuras 10 y 11, para cada uno de los casos simulados.

**Figura 10. Caso I. Presión variable y Temperatura constante.**



Fuente: los autores.

Figura 11. Caso II. Presión constante y Temperatura variable.



Fuente: los autores.

Para Campo Castilla se pudo observar que el principal *scale* que se podrá presentar es el de Barita a cualquiera de las temperaturas y presiones de simulación que se consideraron en esta investigación. Los otros tipos de *scale* no se generan a temperaturas bajas y presiones altas. Pero sólo se generarán cuando en la condiciones de simulación hay valores muy altos de temperatura, alrededor de 500 °F, valores que no son muy comunes en los pozos. También la precipitación de los otros tipos de *scale* no ocurrirá porque se encuentran valores muy bajos de concentración de los minerales en el agua. En cada uno de los casos se puede comprobar que la precipitación de los minerales del agua formación se ve mayormente afectada por la temperatura que por la presión.

## CONCLUSIONES

- Los diagramas de *Stiff* y estrella muestran la cantidad de iones presentes en las diferentes aguas del Campo Castilla. Esto da una referencia de cómo se puede llegar a comportar la mezcla de dos aguas de diferentes formaciones, lo cual es un punto a favor para la prevención y mitigación del *scale*.

- El modelo realizado, los parámetros y los datos recolectados bajo los cuales se basó este proyecto muestran que el tipo de *scale* que más tiene tendencia a formarse en el Campo Castilla es el *scale* de Barita.

- Los mapas estructurales al tope de la formación y la distribución iónica mostrada en estos permiten tener una referencia amplia mas no detallada de la distribución de las aguas en cada formación y la concentración en iones que cada una de estas tienen.

- Los datos de pH recolectados en la investigación revelan que las aguas de producción del Campo Castilla tienen tendencia a ser más corrosivas que incrustantes, esto debido a que los valores de pH son menores a 7.0 lo que genera abrasión y daños en las tuberías de producción.

- Las relaciones iónicas halladas para los pozos del Campo Castilla tienen un comportamiento distinto al agua de mar y al agua de lluvia; esto se debe a los procesos a los que está sometida; sin embargo, al realizar las comparaciones, el agua de

## LÍNEA DE INVESTIGACIÓN EN RECOBRO MEJORADO

formación tiende a comportarse similarmente al agua de mar debido a los iones que se encuentran en ella y esto conlleva a que el agua también sea corrosiva.

- La precipitación de los minerales, según el índice de saturación, se ve mayormente afectado por el cambio en la temperatura, que en la presión. Lo cual será de gran importancia en pozos en los que se manejen altas temperaturas.

- El modelamiento de la formación de *scale* puede llegar a generar un incremento en la producción de los pozos del Campo Castilla que se vería también reflejado en el aumento de las ganancias para la empresa, porque trabaja como un método de prevención.

## RECOMENDACIONES

- Debido a que en el Campo Castilla el tipo de *scale* más común es el de Barita, se recomienda tomar las precauciones necesarias para su prevención y mitigación, pues se observa que a amplio rango de temperatura el *scale* se puede formar.

- Es de importancia realizar un análisis de carácter corrosivo para los pozos del Campo Castilla, debido a que la tendencia mostrada en el modelo y en los cálculos de los índices, indica que este es el problema más frecuente en el agua recolectada de los pozos y no el *scale*.

- Correlacionar la información obtenida en los pozos del Campo Castilla con campos cercanos como Apiay, Chichimene y Suria, y de esta forma revisar cuáles pueden tener las mismas características de los pozos de Castilla y así también empezar la prevención de *scale* en pozos cercanos.

- Los mapas de distribución iónica puede ser base para correlacionar el tipo de agua que se puede presentar en una perforación futura en cualquiera de las formaciones que componen Campo Castilla.

## AGRADECIMIENTOS

- A la Fundación Universidad de América por permitirnos realizar este proyecto.

- Al Instituto Colombiano del Petróleo y a ECOPE-TROL S.A. por brindarnos el soporte técnico y financiero para el presente proyecto.

- Al Ingeniero Tito Adolfo Barrera por su soporte y asesoría en la realización del proyecto.

- Al Ingeniero Jorge Luis Ramos por brindarnos todos sus conocimientos en programación.

- Al Geólogo Edgar Cedeño por brindarnos el apoyo logístico durante el desarrollo del proyecto.

**BIBLIOGRAFÍA**

- Caldas, O. D. & Franco, S. D. (2009). *Selección del tratamiento de adecuación y sistema de reinyección para las aguas de producción del Campo Capachos*. Bogotá D. C: Universidad de América.
- Carrier Air Conditioning Company. (1965). *Handbook of Air Conditioning System Design*. New York: McGraw-Hill Books.
- Curtis, M. R. & Morrison, T. (2002). *Scale removal and inhibition in low cut wells*. Houston: Society of Petroleum Engineers.
- Ryznar, J.W. (1985). *An Index for Determining Amount of Calcium Carbonate Scale Formed by a Water*. Estados Unidos: Addison Wesley Publishing Company.
- Lezcano, C., Mace, J. & Vázquez, F. (2006). *Administración y Visualización de Datos del Software: Aguas-Labquiam*. Argentina: Facena.
- Oddo, J. E., Tomson, M. B. & Rice, U. (1994). *Why scale forms and how to predict it*. Houston: Society of Petroleum Engineers. Texas, Estados Unidos.
- Ostroff, A. G. (1965). *Introduction to oilfield water technology*. Estados Unidos: Prentice-Hall, Inc.
- Patton, C. (1974). *Oil field Water Systems*. Londres: Campbell Petroleum Series.
- Smith, C. F., Nolan, T. J. & Crenshaw, P. (1951). *Removal and inhibition of calcium sulfate scale in waterflood projects*. Midland: Society of Petroleum Engineers.
- Tomson, M. B., Watson, M. A. & Kan, A. T. (2002). *Mechanisms of mineral scale inhibition*. Aberdeen: Society of Petroleum Engineers.
- Kan, A. T., Fu, G., Watson, M. A. & Tomson, M. B. (2002). *Effect of hydrate inhibitors on oilfield scale formation and inhibition*. Aberdeen: Society of Petroleum Engineers.
- Tomson, M. B., Kan, A. T., Fu, G. & Al-Thubaiti, M. SPE international symposium on oilfield chemistry. (2003). *Scale formation and prevention in the presence of hydrate inhibitors*. Houston: Society of Petroleum Engineers.
- Valencia, A. (1993). *Fundamentos y mecanismos de daño de formación. Seminario de estimulación de pozos y daño de formación*. Bogotá: Halliburton Company.