

**PREDICCIÓN DE LA TENDENCIA INCRUSTANTE POR ESCAMAS  
INORGÁNICAS OCASIONADAS POR AGUA DE FORMACIÓN EN LOS  
CAMPOS PETROLEROS DE EQUION Y HOCOL.**

**FÉLIX ORLANDO CABALLERO SANABRIA  
JORGE LEONARDO RODRIGUEZ PACHECO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE QUÍMICA  
ESCUELA DE INGENERÍA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA  
2015**

**PREDICCIÓN DE LA TENDENCIA INCRUSTANTE POR ESCAMAS  
INORGÁNICAS OCASIONADAS POR AGUA DE FORMACIÓN EN LOS  
CAMPOS PETROLEROS DE EQUION Y HOCOL.**

**FÉLIX ORLANDO CABALLERO SANABRIA  
JORGE LEONARDO RODRIGUEZ PACHECO**

*Trabajo de grado para optar al título de*

**QUÍMICO**

**INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**DIRECTORA:**

**LUZ YOLANDA VARGAS FIALLO, Química, M.Sc.**

**DIRECTOR**

**LUIS FELIPE CARRILLO, Químico, M.Sc.**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE CIENCIAS  
FACULTAD DE INGENIERIAS FISICO-QUÍMICAS  
ESCUELA DE QUÍMICA  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETROLEOS  
BUCARAMANGA  
2015**

## *Dedicatoria.*

*A Dios padre por ser mi fortaleza y fuente de sabiduría en cada uno de los momentos importantes de mi vida.*

*A mis padres Cristóbal y Griselda por todo el apoyo incondicional en el transcurso de esta etapa, por sus consejos y buenas enseñanzas que hacen de mi cada día una mejor persona.*

*A mis hermanas Jaqueline, Ingrid, Yuleidis y mis sobrinos Iván, Jazmín y Sebastián que han sido una gran fuente de inspiración para seguir creciendo.*

*A mi hermano Miguel Ángel que desde el cielo me sigue brindando su buena energía para nunca desfallecer.*

*A mi hijo Diego Alejandro quien me motiva a ser cada día mejor.*

*A todos mis amigos y familiares que de una u otra forma han sido parte importante en mi vida para alcanzar este gran logro muchas gracias a todos.*

*Jorge Rodríguez.*

## *Dedicatoria*

*Este trabajo de grado está dedicado a Dios y a mis padres por apoyarme en todo el transcurso de mi carrera, por creer y confiar en todos mis sueños, permitiéndome construir mi vida profesional y personal basada en los valores de responsabilidad, honestidad, perseverancia y disciplina.*

*A mis hermanos, abuelas y demás familiares por el apoyo que siempre me brindaron día a día en mis estudios.*

*A mi novia y mejor amiga Luz Barón por siempre estar presente en mi vida como un apoyo incondicional en todas las decisiones que he tomado.*

*A mis Compañeros de clases por todas sus enseñanzas y consejos.*

*Gracias*

*Felix Caballero*

## **Agradecimientos**

Agradecemos a nuestros directores de trabajo de grado Luis F. Carrillo y Yolanda Vargas por el apoyo y la guía durante la realización de este proyecto.

Al ingeniero Jesús Arrieta que hizo constante seguimiento y dedicó parte de su tiempo para lograr un buen desarrollo de este trabajo.

Al ingeniero Álvaro Villar del ICP-Piedecuesta, por su colaboración en las etapas de simulaciones y por guiarnos en el manejo del software.

Al campus UIS-Parque Tecnológico Guatiguara que nos permitió hacer usos de sus instalaciones.

Al grupo de investigación *Sinergia* de la UIS que contribuyeron en el avance de este proyecto.

## TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN .....	21
<b>1. GENERALIDADES DEL DAÑO A LA FORMACIÓN.....</b>	<b>24</b>
1.1 AGUA DE FORMACIÓN.....	27
1.1.1 Generalidades.....	27
1.1.2 Análisis fisicoquímico del agua de formación.....	28
1.1.3 Propiedades fisicoquímicas del agua de formación <sup>10</sup> .....	29
1.1.4 Composición del agua de formación.....	30
1.1.4.1 Aniones.....	30
1.1.4.2 Cationes.....	31
1.1.5 Métodos para determinar la tendencia incrustante de una muestra.....	32
1.2 INCRUSTACIONES O ESCAMAS.....	34
1.2.1 Definición.....	34
1.2.2 Como se forman las incrustaciones <sup>19</sup> .....	34
1.2.2.1 Sobresaturación.....	34
1.2.2.2 Nucleación.....	34
1.2.2.3 Crecimiento de los cristales.....	35
1.2.3 Factores que influyen en la formación de incrustaciones o escamas.....	35
1.2.4 Tipos de incrustaciones más comunes.....	37
1.2.4.1 Carbonatos.....	37
1.2.4.2 Sulfatos.....	41

1.3 SOFTWARE DE SIMULACIÓN .....	42
1.3.1 OLI ScaleChem <sup>36</sup> .....	42
1.3.3 Modelo de predicción de escamas de los programas de simulación. ....	44
<b>2. METODOLOGÍA Y DESCRIPCIÓN DE LOS POZOS ESTUDIADOS .....</b>	<b>45</b>
2.1 DESCRIPCIÓN DE LAS MUESTRAS. ....	45
2.2 ANÁLISIS DE LAS BASES DE DATOS DE EQUION Y HOCOL.....	45
2.3.3 Pozos base de datos HOCOL.....	46
2.4 CLASIFICACIÓN Y FILTRADO DE LAS BASES DE DATOS.....	47
2.4.1 Calidad de los datos .....	48
2.4.2 Tipo de agua. ....	48
2.4.3 Balance iónico.....	48
2.5 PARÁMETROS USADOS PARA LAS SIMULACIONES. ....	49
2.5.1 Simulación .....	50
2.6 Creación del mapa.....	50
<b>3. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS.....</b>	<b>51</b>
3.1 CARACTERÍSTICAS DE LAS AGUAS DE FORMACIÓN ASOCIADAS POZOS PETROLEROS. ....	51
3.2 ANÁLISIS FISICOQUÍMICO DE LOS DIFERENTES POZOS.....	52
3.2.1 Constituyentes mayoritarios.....	52
3.2.2 Constituyentes minoritarios.....	53
3.3 PREDICCIÓN DE LA TENDENCIA INCRUSTANTE Y CÁLCULO DEL ÍNDICE DE ESTABILIDAD PARA LOS POZOS EN ESTUDIO. ....	54
3.4 TENDENCIA INCRUSTANTE DE LOS CAMPOS ESTUDIADOS. ....	55
3.4.1 Tendencia incrustante por Carbonato de calcio.....	56
3.4.2 Campo B.....	61
3.4.3 Campo P.....	63
3.4.4 Campo H.....	65

3.5 RESULTADOS POR CAMPOS PARA INCRUSTACIONES DE SULFATO DE BARIO.....	66
3.5.1 Campo C.....	66
3.5.2 Campo B.....	69
3.5.3 Campo P.....	72
3.5.4 Campo H.....	72
3.6 RESULTADOS POR CAMPOS PARA INCRUSTACIONES DE CARBONATO DE ESTRONCIO Y CARBONATO DE HIERRO.....	73
3.6.1 Campo C.....	74
3.6.2. Campo B.....	76
3.6.3 Campo P.....	77
3.6.4 Campo H.....	77
3.7 TENDENCIA INCRUSTANTE DEL CARBONATO DE CALCIO AL SATURAR EL AGUA CON UNA MEZCLA DE GAS CO <sub>2</sub> – METANO A CONDICIONES DE FONDO.....	78
3.8 DESARROLLO DE LA HERRAMIENTA DE MAPEO.....	81
<b>4. CONCLUSIONES.....</b>	<b>82</b>
<b>5 RECOMENDACIONES.....</b>	<b>84</b>
<b>REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS .....</b>	<b>85</b>
BIBLIOGRAFIA.....	89
ANEXOS.....	93

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
<b>Tabla 1.</b> Valores típicos de daño (S) <sup>4</sup> .....	25
<b>Tabla 2.</b> Tipo de daño, origen y mecanismos afectados <sup>8</sup> . .....	26
<b>Tabla 3:</b> Métodos más comunes en la determinación y predicción de la tendencia incrustante del agua.....	33
<b>Tabla 4:</b> Escamas más comunes en pozos de petróleo <sup>23</sup> . .....	37
<b>Tabla 5.</b> Pozos con los mayores problemas por incrustaciones debidas a carbonato de calcio.....	78
<b>Tabla 6.</b> Comparación entre los resultados previos y posteriores a la mezcla del agua de formación con el gas .....	80

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
<b>Figura 1.</b> Comportamiento de la presión en la zona dañada <sup>6</sup> .....	25
<b>Figura 2.</b> Movimiento y evolución del agua de formación <sup>10</sup> . ....	27
<b>Figura 3.</b> Proceso de formación de las escamas <sup>20</sup> .....	35
<b>Figura 4.</b> Solubilidad de los minerales en función de la temperatura <sup>3</sup> .....	36
<b>Figura 5.</b> Variación de la solubilidad del CaCO <sub>3</sub> con el aumento de la temperatura <sup>28</sup> .....	39
<b>Figura 6.</b> Gráfica de la tendencia incrustante generada por el software Scalechem, donde se puede observar la tendencia incrustante contra la variación de la presión para diferentes tipos de escamas <sup>36</sup> .....	43
<b>Figura 7.</b> Balance general de los datos en estudio .....	51
<b>Figura 8.</b> Gráfica de las cantidades promedios de cada uno de los iones presentes en el agua de formación de los pozos en estudio. ....	52
<b>Figura 9.</b> Gráfica representativa de la cantidad en lb por cada mil barriles de agua de precipitados, que se presentan en cada uno de los campos en estudio. .	55
<b>Figura 10.</b> Escenario de <i>scaling</i> de la simulación del agua de formación del pozo C1, imagen tomada del software <i>ScaleChem</i> .....	56
<b>Figura 11.</b> Equilibrios trifásicos en el sistema de CO <sub>2</sub> y Carbonato. ....	58
<b>Figura 12.</b> Cantidad de precipitado de carbonato de calcio a condiciones de temperatura y presión de superficie y de fondo para todos los pozos del campo C. ....	60

<b>Figura 13.</b> Gráfica de la cantidad de precipitado de carbonato de calcio a condiciones de temperatura y presión en superficie y fondo para los pozos del campo B.....	62
<b>Figura 14.</b> Gráfica de las cantidades de $\text{CaCO}_3$ en los pozos del campo P a condiciones de presión y temperatura de superficie y fondo. ....	64
<b>Figura 15.</b> Gráfica de la cantidad de precipitado de $\text{CaCO}_3$ a condiciones de temperatura y presión en superficie y fondo para los pozos de HOCOL. ....	65
<b>Figura 16.</b> <i>Scaling Scenario</i> del pozo C2 de la formación Mirador. Figura tomada de Scalechem .....	66
<b>Figura 17.</b> Gráfica de las cantidades de $\text{BaSO}_4$ en los pozos del campo C a condiciones de presión y temperatura en superficie y fondo. ....	68
<b>Figura 18.</b> Gráfica de las cantidades de $\text{BaSO}_4$ a condiciones de presión y temperatura en superficie y fondo en los pozos del campo B.....	71
<b>Figura 19.</b> Gráfica de las cantidades de $\text{BaSO}_4$ a condiciones de presión y temperatura en superficie y fondo en los pozos de HOCOL.....	73
<b>Figura 20.</b> <i>Scaling Scenario</i> del pozo C4 de la formación Mirador. Imagen tomada del software ScaleChem. ....	74
<b>Figura 21.</b> Gráfica de las cantidades de precipitado para el $\text{FeCO}_3$ y $\text{SrCO}_3$ de los pozos del campo C a condiciones de presión y temperatura en superficie y fondo de pozo. ....	75
<b>Figura 22.</b> Comparación del escenario de Scaling antes y después de realizar la simulación con la mezcla de gases $\text{CO}_2$ - metano, para el pozo C23. Imagen tomada del Software ScaleChem.....	79

**Figura 23:** *Screenshots* de la herramienta de mapeo (ver herramienta completa en CD anexo).....81

## LISTA DE ANEXOS

	Pág.
<b>Anexo A.</b> Índice de estabilidad ST y cantidad de $\text{CaCO}_3$ (Como calcita su forma más estable) precipitado en campo C a condiciones de superficie y de fondo. ....	93
<b>Anexo B.</b> <i>Scaling Scenario</i> pozos campo C. ....	94
<b>Anexo C.</b> Índice de estabilidad ST y cantidad de $\text{CaCO}_3$ (Como calcita su forma más estable) precipitado en los pozos del campo B a condiciones de superficie y de fondo. ....	106
<b>Anexo D.</b> <i>Scaling Scenario</i> pozos del campo B. ....	107
<b>Anexo E.</b> Índice de estabilidad y cantidad de $\text{CaCO}_3$ (Como calcita su forma más estable) precipitado en los pozos del campo P a condiciones de superficie y fondo. ....	119
<b>Anexo F.</b> <i>Scaling Scenario</i> pozos del campo P. ....	120
<b>Anexo G.</b> Índice de estabilidad y cantidad de $\text{CaCO}_3$ (Como calcita su forma más estable) precipitado en los pozos de HOCOL a condiciones de superficie y fondo. ....	122
<b>Anexo H.</b> <i>Scaling Scenario</i> pozos HOCOL. ....	123
<b>Anexo I.</b> Índice de estabilidad y cantidad de $\text{BaSO}_4$ (Como barita) precipitado en campo C a condiciones de superficie y fondo. ....	128
<b>Anexo J.</b> Índice de estabilidad y cantidad de $\text{BaSO}_4$ (Como barita) precipitado en los pozos del campo B a condiciones de superficie y fondo. ....	129

<b>Anexo K.</b> Índice de estabilidad y cantidad de BaSO <sub>4</sub> (Como barita) precipitado en los pozos de HOCOL a condiciones de superficie y de fondo. ....	130
<b>Anexo L.</b> Índice de estabilidad y cantidad de FeCO <sub>3</sub> (Como siderita) y SrCO <sub>3</sub> (como estroncionita) precipitado en los pozos del campo C a condiciones de superficie y fondo.....	131
<b>Anexo M.</b> Índice de estabilidad y cantidad de FeCO <sub>3</sub> (Como siderita) y SrCO <sub>3</sub> (como estroncionita) precipitado en los pozos del campo B a condiciones de superficie y fondo.....	133

## RESUMEN.

**TITULO: PREDICCIÓN DE LA TENDENCIA INCRUSTANTE POR ESCAMAS INORGÁNICAS OCASIONADAS POR AGUA DE FORMACIÓN EN LOS CAMPOS PETROLEROS DE EQUION Y HOCOL<sup>1</sup>**

**AUTORES: FÉLIX ORLANDO CABALLERO SANABRIA<sup>2</sup>**

**JORGE LEONARDO RODRIGUEZ PACHECO<sup>3</sup>**

**PALABRAS CLAVES:** Tendencia incrustante, escamas inorgánicas, aguas de formación.

**CONTENIDO:** La creciente demanda de combustibles y la constante búsqueda en maximizar los niveles de producción de petróleo a menores costos han obligado a la industria petrolera a llevar a cabo estudios sobre los factores de daño a la formación, los cuales inciden directamente en pérdidas económicas y en una baja productividad. Entre estos problemas se resalta el causado por las incrustaciones de escamas inorgánicas las cuales se encuentran disueltas en el agua de formación y pueden aparecer en diferentes partes del sistema de producción causando taponamientos y por ende una disminución en el caudal de salida el petróleo. En la mayoría de casos estas incrustaciones son de dos tipos, carbonatos y sulfatos que precipitan debido a alteraciones en el equilibrio termodinámico (temperatura, presión y composición química del sistema gas-crudo-agua o crudo-agua según sea el yacimiento) o también por variaciones en el pH del agua.

En este trabajo se determinó la tendencia incrustante a partir de las bases de datos de análisis fisico-químicos del agua de formación de diferentes campos, de las compañías petroleras, Equion y Hocol. Para ello se usó un software de simulación llamado *ScaleChem*, donde se obtuvo un valor aproximado de la cantidad de sales precipitadas por pozos y los tipos de escamas más comunes por campo. Desarrollando como resultado final una herramienta en forma de mapa que permite realizar una búsqueda y localización fácil de los diferentes problemas por incrustaciones a nivel nacional.

---

<sup>1</sup> Trabajo de grado.

<sup>2</sup> Facultad de Ciencias. Escuela de Química. Director: Luz Yolanda Vargas.

<sup>3</sup> Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Luis Felipe Carrillo.

## ABSTRACT

**TITLE: PREDICTION OF INLAYING TENDENCY BY INORGANIC SCALE CAUSED BY FORMATION WATER IN THE OIL FIELD OF EQUION AND HOCOL<sup>1</sup>**

**AUTHORS: FÉLIX ORLANDO CABALLERO SANABRIA<sup>2</sup>**

**JORGE LEONARDO RODRIGUEZ PACHECO<sup>3</sup>**

**KEY WORDS:** Inorganic scales, formation water and Scale Tendency.

**CONTENT:** The growing demand of fuel and the constant search in maximize levels of oil production at lower costs have been forced the oil industry to develop studies about the factors of formation damage, which directly affect in economic losses and low productivity. Between these problems is highlighted that caused by scale of inorganic salts which are dissolved in the formation water and can appear in differents parts of the production system causing blockages and therefore a decrease in the oil outflow. In most cases these scales are of two types, carbonates and sulphates that precipitate by the changes in the thermodynamic equilibrium (Temperature, pressure and chemical composition of the the gas-oil-water or oil-water system) or also by variations in the pH.

In this work the scale tendency was determinate from the databases of physico-chemical formation of formation water of different fields to the oil companies, Equion and Hocol. For this simulation was use the software ScaleChem, that calculate an approximate value of the quantity of the salts precipitated by wells and the most common types of scales per field. Developing like a final result a tool as a map that allows an easy looking for and localization of the different problems nationwide scale.

---

<sup>1</sup> Thesis Degree

<sup>2</sup> Science Faculty. School of Chemistry. Directors: Lux Yolanda Vargas Fiallo, Luis Felipe Carrillo

<sup>3</sup> Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Directors: Luis Felipe Carrillo,

## INTRODUCCIÓN

La industria petrolera colombiana en los últimos años ha presentado un incremento consecutivo en sus niveles de producción de crudo, tanto así que en el 2014 lograron propósitos ambiciosos como aumentar la producción a un millón de barriles diarios sin embargo mantener estos logros obliga a realizar estudios sobre las diferentes problemáticas que se generan a la hora de extraer el petróleo y que disminuyen la productividad del pozo. Uno de estos problemas son la precipitación y posterior incrustación de sales inorgánicas que se encuentran disueltas en el agua de formación y que se originan debido a cambios en el equilibrio termodinámico (temperatura, presión y composición química) del sistema (gas/crudo/agua-crudo o agua) o a variaciones del pH<sup>1,2</sup>.

Se conoce con anterioridad que la mayoría de problemas por incrustaciones en pozos colombianos se da debido a sales de tipo carbonato y sulfato que al entrar en contacto con su respectivo catión ( $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Sr}^{2+}$ ,  $\text{Ba}^{2+}$ ,  $\text{Fe}^{2+}$  entre otros.) y bajo las condiciones adecuadas de temperatura, presión, pH y composición química, dan como resultado un precipitado que puede incrustarse en las diferentes partes del sistema ocasionando taponamientos y disminuyendo el caudal<sup>3</sup>.

Por esta razón el presente trabajo se enfocó en realizar una predicción de la tendencia incrustante del agua de formación en los campos petroleros de las empresas Equion y Hocol. Dicho estudio se realizó con la información suministrada en las bases de datos de análisis fisicoquímicos de aguas de formación, donde se encontraban las cantidades en ppm de cada uno de los iones presentes en el agua. Seguidamente con ayuda de una herramienta de simulación y luego de establecer las condiciones adecuadas de presión y temperatura (77°F y 14,7 psi para simular condiciones de superficie y 220°F y 3000 psi para simular condiciones de fondo de pozos) se simularon aproximadamente 51 pozos, de los cuales se obtuvo datos sobre el tipo de escama más común, la cantidad precipitada por pozos y por campos y el valor de la tendencia incrustante (ST).

El presente trabajo se dividió en tres capítulos. En el capítulo uno se presenta las características principales del daño a la formación, tipo de daño, origen y factores incidentes en la formación de las principales escamas como carbonatos o sulfatos. De igual forma las generalidades, composición y propiedades fisicoquímicas de las aguas de formación.

En el capítulo dos se presentan las generalidades de los campos en estudio, metodología a seguir y los factores que se tuvieron en cuenta para la clasificación y selección de los pozos a utilizar en el proceso de simulación.

En el tercer capítulo se presentan los resultados más importantes obtenidos de la simulación con su respectivo análisis y las correspondientes conclusiones y recomendaciones.

Para la etapa de las simulaciones se usó el software comercial ScaleChem.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Determinar la tendencia incrustante geográficamente interpretando el análisis fisicoquímico de aguas de producción de los campos colombianos de Equion y Hocol.

### **OBJETIVOS ESPECIFICOS**

- Revisar la composición fisicoquímica del agua de producción suministrada en las bases de datos de Equion y Hocol con el fin de identificar iones de naturaleza incrustante.
- Determinar la tendencia incrustante por escamas minerales en los campos de producción de crudo por medio de una herramienta de simulación.
- Organizar de forma geográfica el tipo de incrustaciones producidas por escamas en cada uno de los campos de producción de crudos de Equion y Hocol

## 1. GENERALIDADES DEL DAÑO A LA FORMACIÓN.

Se conoce como daño de formación a cualquier restricción parcial o total que distorsiona las líneas de flujo desde el yacimiento hacia el pozo esto básicamente ocurre debido a la alteración que sufre un medio estático aislado como lo es la roca reservorio debido a la interacción con un medio dinámico el cual está representado por todos y cada uno de los procesos operativos, tales como perforación, cementación, disparos, producción, entre otros, que se llevan a cabo durante la vida de un pozo productor de hidrocarburos<sup>4</sup>.

El daño puede ser natural, una transformación artificial de los fluidos producidos del yacimiento que atraviesan una formación, o puede ser inducido por los fluidos utilizados en las operaciones de pozos. En este sentido se pueden utilizar tratamientos de limpieza de pozos, estimulaciones de la matriz y fracturamiento hidráulico con ácido para eliminar o sortear el daño en la región vecina al pozo <sup>5</sup>.

Matemáticamente el daño de formación es un valor adimensional que está representado por la letra "S", y se evidencia por la caída de presión durante la vida productiva de un pozo como se puede observar en la *Figura 1*. Dicha caída puede ser representada por la ecuación (1) de flujo radial en estado estable <sup>6</sup>.

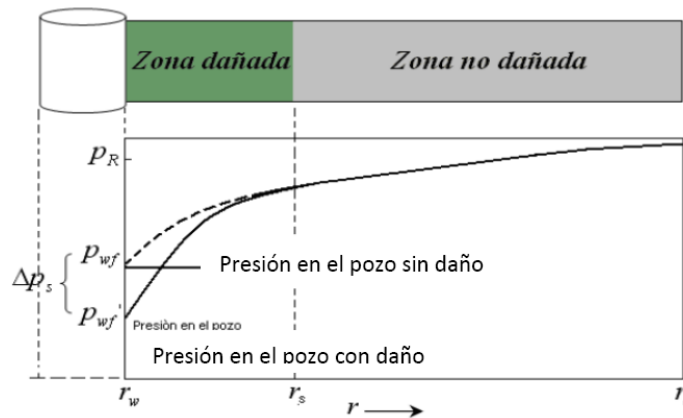
$$\Delta P_{skin} = 141.2 \frac{qB\mu}{kh} S \quad (1)$$

Donde S, está en términos de las propiedades de la zona de permeabilidad alterada, siendo:

$$k = \text{Permeabilidad (mD)} \quad B = \text{Factor volumétrico de formación (RB/STB)} \\ \text{[barriles del yacimiento / Barril estándar]}$$

$$h = \text{Espesor (ft)} \quad q = \text{Tasa de producción (STB/d)}$$

**Figura 1.** Comportamiento de la presión en la zona dañada<sup>6</sup>.



El objetivo principal de calcular el valor numérico de “S” es clasificar el estado del pozo como se observa en la tabla 1.

**Tabla 1.** Valores típicos de daño (S)<sup>4</sup>

Condición del pozo	Valor de S
Dañado	$S > 0$
Sin daño	$S = 0$
Acidificado	$-1 < S < -3$
Fracturado	$-3 < S < -5$

Los efectos que causan daño se pueden clasificar en:

- Daño a la permeabilidad absoluta: en este tipo de daño las partículas ocupan parcial o totalmente el espacio poroso de la formación, ya sea por presencia de finos y arcillas de la propia formación, sólidos de los fluidos de perforación o de completamientos e incrustaciones de depósitos orgánicos (asfáltenos, parafinas).
- Cambios en la permeabilidad relativa: generada por cambios en la mojabilidad al aceite en una formación mojada por agua, cambios en la saturación de fluidos y/o por tratamientos previos.
- Alteración de la viscosidad: el aumento de la viscosidad, que dificulta el transporte de fluidos. Obedece a la formación de emulsiones y/o adición de polímeros.
- Depósitos complejos de inorgánicos: presencia de incrustaciones como las de carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ), sulfato de bario ( $\text{BaSO}_4$ ), entre otras <sup>7</sup>.

**Tabla 2.** Tipo de daño, origen y mecanismos afectados <sup>8</sup>.

Tipo de daño	Origen	Mecanismo
Incrustación de escamas inorgánicas	Físico – Químico	Reducción K absoluta
Taponamiento por sólidos	Físico – Biológico	Reducción K absoluta
Migración de finos	Físico	Reducción K absoluta
Hinchamiento de arcillas	Físico – Químico	Reducción K absoluta
Bloqueo por agua	Físico	Reducción K relativa
Cambios de mojabilidad	Físico	Reducción K relativa
Formación de emulsiones	Físico – Químico	Aumento viscosidad
Geomecánica	Físico	Reducción K absoluta
Depósitos orgánicos	Físico – Químico	Reducción K absoluta Aumento viscosidad

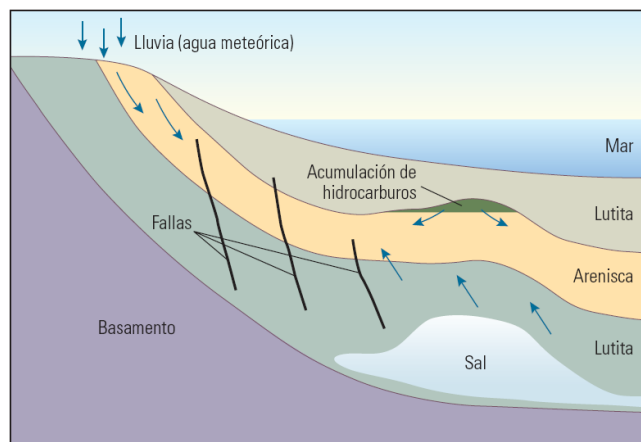
## 1.1 AGUA DE FORMACIÓN.

### 1.1.1 Generalidades.

En la industria petrolera se conoce como agua de formación generalmente al agua presente en los yacimientos petroleros, ya sea emulsionada con el petróleo o no. Esta agua se encuentra a las mismas condiciones de presión y temperatura que la formación, debido a los largos periodos de tiempo que ha permanecido en esas condiciones, ha disuelto materiales minerales y mantenido los diferentes iones que la conforman en un equilibrio químico. Las características de las aguas de formación, dependen de la naturaleza química de las formaciones geológicas por las que ha atravesado. Contienen principalmente sales minerales, combinaciones orgánicas, gases disueltos, entre otros.

Cuando se inicia la explotación del petróleo por medio de pozos productores, el agua de formación empieza a salir junto con el petróleo hacia la superficie y se alteran sus condiciones físicas y químicas, al disminuir la presión y la temperatura, los iones en solución forman sales, las mismas que se precipitan en forma de incrustaciones adherentes en las líneas de conducción y demás equipos de producción. Estas incrustaciones por lo general son los primeros problemas que se presentan en el proceso de producción<sup>9</sup>.

**Figura 2.** Movimiento y evolución del agua de formación<sup>10</sup>.



### **1.1.2 Análisis fisicoquímico del agua de formación.**

El análisis físico-químico del agua de formación desempeña un rol importante en el modelado dinámico de los yacimientos, la cuantificación de las reservas y el cálculo de los costos operativos como los proyectos de inyección de química, y los costos de terminación de pozos como lo pueden ser, el entubado final y el equipo de superficie. La importancia del análisis físico-químico del agua, radica en ser el paso inicial en la detección y solución de problemas de corrosión, precipitación de escamas, entre otros; ya que da a conocer la naturaleza del agua, la concentración y posibles reacciones de fondo.

Las propiedades del agua de formación varían entre un yacimiento y otro, inclusive pueden presentar cambios a lo largo del yacimiento. La composición del agua depende de una serie de parámetros que incluyen el ambiente de incrustación, la mineralogía de la formación, su historial de presión, temperatura y el influjo o la migración de los fluidos. En conclusión las propiedades del agua pueden variar a lo largo del tiempo debido a la interacción entre el agua y la roca, la producción y el remplazo de fluidos del yacimiento por agua de otras formaciones, agua inyectada u otros fluidos inyectados.

El análisis del agua consiste en medir las propiedades físico-químicas como los son: el pH, alcalinidad, gravedad específica, resistividad específica y determinación de los diferentes iones y solidos disueltos en ella.

La muestra de agua de formación para su respectivo análisis puede ser tomada en el fondo del pozo o en la cabeza de pozo. Lo mejor sería tomar esta muestra en fondo de pozo, ya que durante el flujo a superficie, se presentan cambios en las condiciones iniciales, como la liberación de los gases en solución. Pero el muestreo en cabeza de pozo es el procedimiento más común en la industria petrolera y ofrece buenas condiciones de preservación de las propiedades del agua, además de ser menos costoso que el muestreo de fondo de pozo y puede efectuarse de forma más rutinaria<sup>10</sup>.

### 1.1.3 Propiedades fisicoquímicas del agua de formación<sup>10</sup>.

**pH.** Es la medida de la relativa acidez o alcalinidad de un agua. Es un factor muy importante en muchos procesos y tiene mucha influencia en la tendencia incrustante o corrosiva de un agua. Si el pH es bajo (más ácido) la corrosividad aumentará. Muchas aguas de formación tienen un pH entre 4 y 8. El H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> son gases “ácidos” que tienden a bajar el pH del agua.

**Alcalinidad Total.** Se define como la cantidad de iones en el agua que reaccionarán para neutralizar a los iones hidrógeno, también puede ser definida como una medida de la capacidad del agua para neutralizar ácidos o la capacidad del agua para aceptar protones. La alcalinidad puede ser causada por diferentes iones, pero usualmente se atribuye a los iones bicarbonato, carbonato e hidróxido.

**Dureza Total.** La dureza es causada por los cationes divalentes metálicos que son capaces de reaccionar con el jabón para formar precipitados y con ciertos aniones presentes en el agua para formar costras. La dureza es la solución tanto de sales de calcio como de magnesio en forma de cationes y aniones, generalmente la dureza se ha expresado en función del carbonato de calcio (CaCO<sub>3</sub>).

**Conductividad.** La conductividad específica se usa comúnmente para indicar la concentración total de los constituyentes ionizados de un agua natural así.

$$\text{Total de sólidos disueltos} = 1.7 * \text{Conductividad [S/m]}.$$

**Turbidez.** La turbidez en el agua es causada por la materia sólida formada en su mayor parte por sólidos suspendidos y materia coloidal, tales como arcillas, materia orgánica e inorgánica finamente dividida, plancton y otros organismos microscópicos.

#### 1.1.4 Composición del agua de formación.

El agua de formación contiene compuestos iónicos como: aniones y cationes en diferentes concentraciones. Las concentraciones de estos compuestos pueden variar a medida que el agua es expulsada por la compactación y reacciona con los minerales de la formación. La producción de agua de formación es otra de las causantes de desequilibrio, ya que los minerales disueltos y los gases pueden precipitar a medida que el fluido llega a superficie.

El anhídrido carbónico o dióxido de carbono juega un papel muy importante en la composición química del agua. Su solubilidad en el agua se expresa en función de su presión parcial ( $p\text{CO}_2$ ). Una parte de este compuesto permanece en equilibrio en forma gaseosa, mientras que otra reacciona con el agua para formar ácido carbónico ( $\text{H}_2\text{CO}_3$ ) y posteriormente disociarse en iones carbonato y bicarbonato.

##### 1.1.4.1 Aniones.

**Carbonato ( $\text{CO}_3^{2-}$ ).** Está prácticamente en toda agua de formación, sobre todo si tiene un pH elevado, reacciona con algunos cationes para formar precipitados insolubles.

**Bicarbonato ( $\text{HCO}_3^-$ ).** Se encuentra en la mayoría de las aguas de formación en ocasiones su concentración alcanza las 800 ppm, lo cual es bastante perjudicial ya que pueden reaccionar fácilmente con los cationes bario, estroncio, magnesio o calcio para formar precipitados insolubles.

**Sulfato ( $\text{SO}_4^{2-}$ ).** Es el alimento de las bacterias sulfato reductoras que tiene la tendencia a reaccionar con los cationes estroncio, bario o calcio y en ocasiones llega a formar incrustaciones insolubles.

**Cloruro ( $\text{Cl}^-$ ).** Es el ion más predominante en el agua de formación, que caracteriza a la misma, su mayor fuente es el cloruro de sodio ( $\text{NaCl}$ ) por lo que la concentración de cloruros es la medida de la salinidad del agua. Se considera perjudicial si supera los 5000 mg/L de concentración, por la corrosión salina que está en relación directa con la concentración.

#### 1.1.4.2 Cationes.

**Calcio ( $\text{Ca}^{+2}$ ).** Es uno de los mayores constituyentes del agua de formación, que puede llegar a tener valores tan altos de 30000 mg/l. Este catión en determinadas condiciones de presión y temperatura, se combina con facilidad con los aniones carbonato, bicarbonato y sulfato para precipitar como escama adherente o generar sólidos suspendidos.

**Sodio ( $\text{Na}^+$ ).** Este junto con el anión cloruro, son los iones más encontrados y que se caracterizan por ser los de mayor cantidad dentro del agua de formación. Se considera únicamente problemático al precipitarse como cloruro de sodio en grandes cantidades, esto ocurre cuando se tiene agua extremadamente salada.

**Magnesio ( $\text{Mg}^{+2}$ ).** Está presente en concentraciones menores a los iones calcio, tiene la tendencia de precipitar en compañía del calcio y ser parte de la escama. El magnesio tiene la habilidad de formar compuestos insolubles que permanecen en suspensión.

**Bario ( $Ba^{+2}$ ).** Es un elemento no tan común, pero que a pesar de encontrarlo en mínimas cantidades ocasiona problemas bien serios, por la tendencia a formar sulfato de bario, un precipitado extremadamente insoluble.

**Hierro ( $Fe^{+3}$ ,  $Fe^{+2}$ ).** El contenido de hierro disuelto generalmente es bajo en el agua de formación, valores altos son sinónimo de corrosión. Puede estar disuelto en forma férrica o ferrosa ( $Fe^{+3}$  ó  $Fe^{+2}$ ); o pueden estar en suspensión como precipitado de hierro. El conteo de hierro es usado para detectar o monitorear el grado de corrosión.

**Estroncio ( $Sr^{+2}$ ).** Puede combinarse con el sulfato y formar precipitados insolubles de sulfato de estroncio. Aunque es más soluble que el sulfato de bario, se encuentra a menudo mezclado con el sulfato de bario formando una misma escama.

#### **1.1.5 Métodos para determinar la tendencia incrustante de una muestra.**

Los métodos para determinación del tipo de agua ya sea incrustante o corrosiva son propuestos a partir de medidas hechas en laboratorio, y en los cuales se tiene en cuenta diferentes variables que afectan la solubilidad en condiciones de equilibrio. Generalmente la solubilidad es medida en aguas sintéticas, variando la temperatura, presión o pH de la muestra

A lo largo de la historia diferentes autores han sugerido diferentes modelos para predecir cuándo pueden presentarse problemas por incrustaciones o por corrosión. Generalmente esta medida cualitativa suele llamarse índice de saturación o índice de estabilidad, la cual brinda una idea del grado de saturación y por lo tanto indica la fuerza para que ocurra la precipitación <sup>11</sup>.

Los valores obtenidos por estos métodos solo pueden ser tomados como una referencia. Es bueno resaltar que si los modelos matemáticos muestran una tendencia a las incrustaciones o a la formación de escamas, esto solo debe tomarse como una alarma y de esta manera analizar más a fondo el problema.

**Tabla 3:** Métodos más comunes en la determinación y predicción de la tendencia incrustante del agua.

METODO	ECUACIÓN	EXPLICACIÓN	INTERPRETACIÓN
Índice de saturación [ IS ]	$IS = \log (IP/Kc)$	<p>IP: producto iónico  <math>IP = [a_{Ca^{2+}}] [a_{SO_4^{2-}}]</math>  <math>a = r_i \cdot m_i</math>  <math>r</math> = coeficiente de actividad de las especies  <math>m</math> = concentración molal  <b>Kc</b>: constante del producto iónico</p>	<p>IS &lt; 1 no hay precipitados            IS &gt; 1 Hay presencia de precipitados</p>
Índice de saturación de Langelier <sup>12</sup> [LSI]	$LSI = pH - pH_s$	<p><math>pH_s = (9,3 + A + B) - (C + D)</math>            Dónde:  <math>A = \log [TDS] - 1</math>  <math>B = -13,12 * \log (T [^{\circ}C] - 273) + 34,55</math>  <math>C = \log [Ca^{2+} \text{ como } CaCO_3] - 0,4</math>  <math>D = \log [\text{alcalinidad como } CaCO_3]</math></p>	<p>LSI &lt; 0 agua es corrosiva.            LSI &gt; 0 el agua tiene tendencia a la formación de escamas en el sistema.            LSI = 0 agua neutra.            Sin embargo debe considerarse un rango de incertidumbre de <math>\pm 0,4</math><sup>13</sup></p>
Índice de estabilidad de Riznar <sup>14</sup> [RSI]	$RSI = 2(pH \text{ CaCO}_3) - pH$		<p>RSI &lt; 6 incrustaciones debidas a <math>CaCO_3</math>            RSI &gt; 6 tendencia corrosiva</p>
Método de Stiff y Davis <sup>15</sup> [SDI]	$SDI = pH - pH_s$	<p>pH: pH real del agua  <math>pH_s = K + pCa^{2+} + p \text{ Alk}</math>  <math>pCa^{2+} = \frac{1}{[Ca^{2+}]}</math>  <math>pAlk = \frac{1}{\text{equiv. de alcalinidad M/L}}</math>            Debe conocerse:            La temperatura,            pH            La concentración de <math>HCO_3^-</math> y <math>CO_3^{2-}</math>            La fuerza iónica</p>	<p>SDI &lt; 0 no hay incrustaciones de <math>CaCO_3</math>            SDI &gt; 0 Presenta incrustaciones debidas a <math>CaCO_3</math></p>

---

Índice de Oddo-Tomson <sup>16</sup>	Este índice permite hacer una estimación del efecto de la presión total y el efecto de la presión parcial de CO <sub>2</sub> . Este modelo también proporciona correcciones cuando el sistema tiene hasta 3 fases (agua, gas y sólidos). La interpretación de este modelo se realiza de forma muy similar al SDI.
-------------------------------------	---

---

## **1.2 INCRUSTACIONES O ESCAMAS**

### **1.2.1 Definición.**

Las incrustaciones se catalogan como compuestos inorgánicos que se forman debido a la cristalización y precipitación química de sales solubles en el agua ligada a los pozos petroleros. Dicha precipitación es debida a la alteración del equilibrio químico del agua ocasionado por cambios de temperatura, presión, pH o mezclas de aguas incompatibles que producen finalmente la formación de escamas <sup>17,18</sup>.

### **1.2.2 Como se forman las incrustaciones<sup>19</sup>.**

#### **1.2.2.1 Sobresaturación.**

Se habla de sobresaturación cuando una solución contiene una concentración de solutos superior a la que tiene una solución saturada. Usualmente este tipo de solución es inestable y alcanzan nuevamente el equilibrio por formación de una fase sólida.

#### **1.2.2.2 Nucleación.**

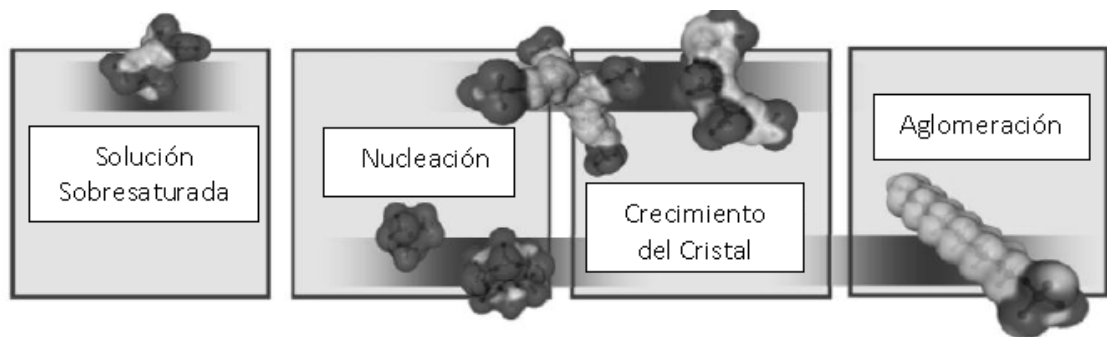
La nucleación es el proceso en por el cual un mínimo número de iones o moléculas inicia un proceso de aglomeración, las moléculas de unen y empiezan a formar el sólido. Pueden existir dos tipos de nucleaciones una homogénea, donde las especies incrustantes originan su propio núcleo a partir del cual inicia la nucleación.

Y el otro tipo de nucleación es la heterogénea donde un agente externo o una partícula extraña contribuyen a la etapa inicial de la nucleación.

### 1.2.2.3 Crecimiento de los cristales.

Es el segundo proceso que tiene lugar en la precipitación y se inicia cuando en la solución se encuentran presentes diferentes núcleos ya formados. Se conoce que la velocidad de crecimiento de los cristales está directamente ligada con la sobresaturación de la solución.

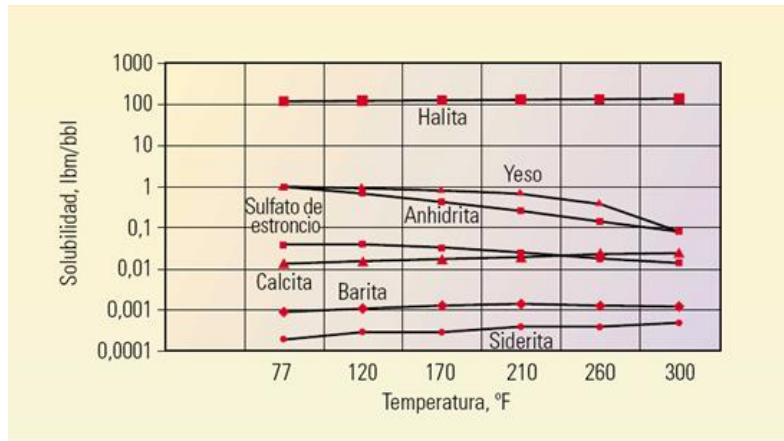
**Figura 3.** Proceso de formación de las escamas<sup>20</sup>.



### 1.2.3 Factores que influyen en la formación de incrustaciones o escamas.

**Temperatura:** La temperatura es una variable que se encuentra directamente ligada con la solubilidad de las sales en agua e incluso con los gases disueltos. Generalmente un aumento en la temperatura se refleja en un aumento de la solubilidad de la mayoría de las sales, sin embargo existen excepciones donde las sales al aumentar la temperatura disminuyen su solubilidad como en el caso del carbonato de calcio<sup>21</sup>.

**Figura 4.** Solubilidad de los minerales en función de la temperatura<sup>3</sup>.



**Presión:** La presión es una variable que se encuentra ligada con la solubilidad de las sales y gases presentes en una solución. Cuando esta variable disminuye los gases disueltos en el agua como el  $\text{CO}_2$  son liberados, lo cual produce un aumento en el pH debido a la formación de ácido carbónico y facilitando la precipitación de carbonatos.

**pH:** Las variaciones del pH están relacionadas con el fenómeno de precipitación. Generalmente los gases disueltos en el agua como el  $\text{CO}_2$  influyen en la variación del pH y favorecen la formación de precipitados de carbonatos y bicarbonatos<sup>22</sup>.

**Mezclas de aguas:** La mezcla de aguas es otro factor que debe tenerse en cuenta al momento de analizar los fenómenos de precipitación e incrustaciones, ya que al mezclar diferentes tipos de aguas incompatibles estas pueden reaccionar con los iones presentes en el otro tipo de agua y finalmente dar problemas de precipitación y posterior incrustación, causando daños en el sistema.

### 1.2.4 Tipos de incrustaciones más comunes

Los más comunes tipos de escamas se muestran a continuación:

**Tabla 4:** Escamas más comunes en pozos de petróleo <sup>23</sup>.

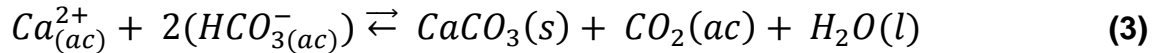
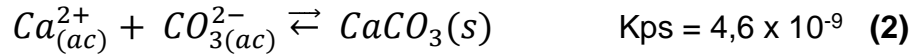
Nombre	Formula	Variables primarias
Carbonato de calcio	CaCO <sub>3</sub>	Presión parcial de CO <sub>2</sub> , Temperatura, Sales disueltas, pH
Carbonato de estroncio	SrCO <sub>3</sub>	Presión parcial de CO <sub>2</sub> , Temperatura, Sales disueltas, pH
Sulfato de bario	BaSO <sub>4</sub>	Temperatura, Presión, Sales disueltas
Compuestos de hierro	FeCO <sub>3</sub> FeS Fe(OH) <sub>2</sub> Fe(OH) <sub>3</sub>	Corrosión, gases disueltos y pH

A continuación se muestra una breve explicación de cada una de las escamas mostradas en la tabla anterior y como se relacionan cada una de las variables primarias en la formación de precipitados

#### 1.2.4.1 Carbonatos.

**Carbonato de calcio (CaCO<sub>3</sub>)** El carbonato de calcio es una de las incrustaciones más comunes encontradas en el medio de la producción de hidrocarburos. Aparecen en la parte superior o cabeza de pozo, donde se presenta liberación del CO<sub>2</sub> lo cual ocasiona una variación en el pH aumentando así el índice de saturación de esta sal mineral. Y también en fondo de pozo donde las temperaturas son muy elevadas y disminuyen la solubilidad de esta sal en el agua<sup>24, 25</sup>. En las siguientes

reacciones se muestra un esquema general de la reacción de formación del carbonato de calcio.



El carbonato de calcio cristaliza en forma hexagonal debido a que esta es su forma termodinámica más estable y suele llamarse calcita. Otra forma en la que puede presentarse pero menos estable es ortorrómbica y dependiendo de su densidad puede llamarse aragonita o varita <sup>26</sup>. Estas dos reacciones de formación del carbonato de calcio se presentan una o la otra dependiendo del pH de la solución. La ecuación 3 se presenta cuando el pH del agua es básico, pero la reacción 2 con participación directa del ion carbonato  $CO_3^{2-}$  sucede a pH más ácido <sup>27</sup>.

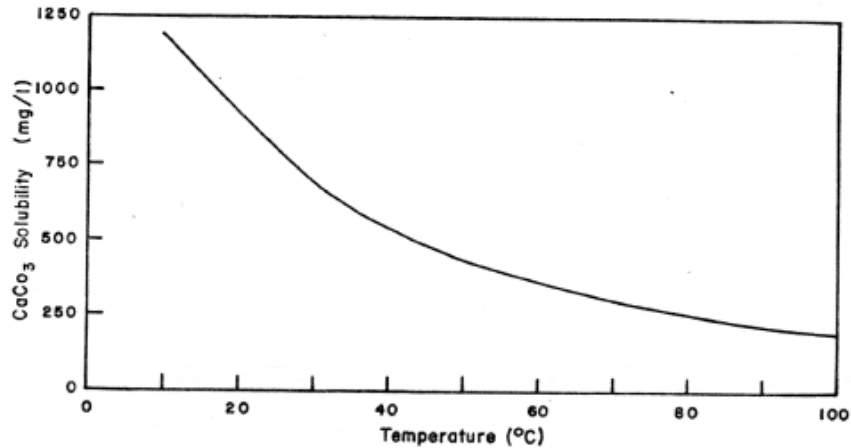
**Efecto de la temperatura y la presión:** La mayoría de las sales inorgánicas tienden a aumentar su solubilidad con el aumento de la temperatura contrario a este comportamiento el carbonato de calcio tiende a ser menos soluble conforme se va aumentando la temperatura del sistema <sup>28</sup>. En la *figura 5* se puede evidenciar el comportamiento de esta sal.

La presión tiene un gran efecto en la tendencia a la formación de carbonatos de calcio. Primero una disminución en la presión favorece la precipitación de esta sal siguiendo la reacción mostrada en la ecuación 3 debida a la pérdida de  $CO_2$  de la solución. Segundo la disminución en la presión, disminuye la concentración de  $CO_2$  en solución y por lo tanto aumenta el pH. La cantidad de  $CO_2$  que puede permanecer disuelta en una solución depende de la presión parcial de la misma y la presión parcial del  $CO_2$  sigue la siguiente ecuación.

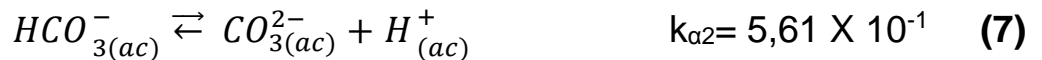
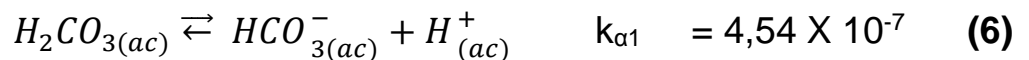
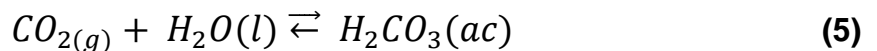
$$P_{CO_2} = \text{Fracción molar del } CO_2 * \text{presión total} \quad (4)$$

**Figura 5.** Variación de la solubilidad del CaCO<sub>3</sub> con el aumento de la temperatura

28



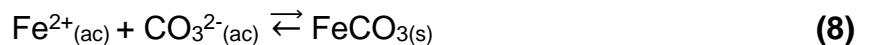
**Efecto del CO<sub>2</sub>:** El CO<sub>2</sub> tiene una participación importante en la formación de incrustaciones debidas a carbonatos. Cuando el CO<sub>2</sub> se encuentra disuelto en el agua está en forma de ácido carbónico (H<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>) que posteriormente es ionizado y forma el anión carbonato el cual precipita al reaccionar con su respectivo contra ión de calcio el cual se encuentra disuelto en el agua de formación. A continuación se muestran las reacciones de formación del ion carbonato.



Finalmente el ion carbonato formado o el bicarbonato puede reaccionar con el ion calcio y formar el carbonato de calcio como se muestra en las ecuaciones (2) y (3)<sup>29</sup>.

**Efecto de la sales disueltas.** Se ha encontrado que diferentes sales tienen participación en la formación y precipitación del carbonato de calcio. Por ejemplo cuando las aguas son ricas en iones magnesio, estos entran en una competencia con el calcio lo que se denomina efecto del ion común y provoca un efecto de inhibición en la formación de la calcita <sup>30</sup>. Algo similar ocurre con los iones sodio, los cuales pueden formar un complejo Na/Ca CO<sub>3</sub>, lo cual disminuiría la cantidad de calcita formada <sup>31</sup>.

**Carbonato de hierro (FeCO<sub>3</sub>)** El hierro, aunque es un elemento poco abundante en las aguas de formación, tiene participación en pequeñas cantidades, este elemento se encuentra presente en una gran variedad de minerales con dos valencias diferentes ya sea como Hierro (II) o Hierro (III). Bajo condiciones donde la presencia del oxígeno es muy escasa el ion ferroso se ve controlado por la formación del carbonato ferroso o siderita. (FeCO<sub>3</sub>), este es formado de acuerdo a la siguiente reacción:



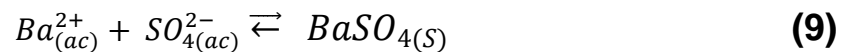
La siderita es comúnmente encontrada en fuentes termales asociadas a fluorita, galena y barita. También se conoce que la formación de la siderita esta facilitada por la reducción del hierro gracias a bacterias mesofílicas y su formación se ha interpretado por la participación de microbios en ambientes naturales<sup>32</sup>.

Al igual que el carbonato de calcio, el carbonato de hierro se ve afectado por la temperatura ya que un aumento de esta variable disminuye la solubilidad de dicha sal. La presión también juega un rol importante en la precipitación de esta escama ya que afecta directamente la presión parcial del CO<sub>2</sub> el cual está involucrado en la formación de carbonatos.

#### 1.2.4.2 Sulfatos.

Los sulfatos representan otro tipo de escamas comunmente presentes en los sistemas de produccion de hidrocarburos. Generalmente acompañadas con metales alcalinoterreos tales como el calcio, bario y estroncio. Se conoce que la solubilidad de estas sales disminuye con el numero atomico.

**Sulfato de bario (BaSO<sub>4</sub>)** El sulfato de bario es una de las sales con mayor tendencia a la formación de escamas debido a que su solubilidad es muy baja aproximadamente de 2,3 mg/l a 77 °F <sup>33</sup>. Esta se forma cuando los aniones sulfato se unen con los cationes bario y se puede decir que precipitan casi de inmediato. Generalmente estas incrustaciones se encuentran acompañadas de sulfatos de estroncio<sup>33</sup>.



**Efecto de la temperatura y la presión.** Se puede decir que el sulfato de bario presenta un comportamiento normal con respecto a la mayoría de las sales y aumenta su solubilidad al aumentar la temperatura<sup>34</sup>. Esta tendencia se cumple hasta un valor aproximado de 230 °F, ya que luego de esta temperatura, la solubilidad de esta sal empieza a disminuir. Sin embargo este comportamiento se ve afectado por la presión ya que un aumento en esta variable altera el valor de Kps aumentándolo y por consiguiente aumentando la solubilidad de la sal<sup>35</sup>.

## 1.3 SOFTWARE DE SIMULACIÓN

### 1.3.1 OLI ScaleChem <sup>36</sup>.

Scale Chem es un software que predice la química de los 4 componentes presentes en los sistemas de producción (sólidos, gases, petróleo y líquido). Con la ayuda de este programa se puede predecir el potencial a la formación de escamas o incrustaciones de más de 70 sólidos que pueden estar presentes en los sistemas de producción.

El programa calcula la química de los fluidos facilitando al operador datos vitales sobre la naturaleza del pozo, las instalaciones de superficie y la operación de inyección y eliminación de agua.

Los cálculos incluyen un escenario general de las escamas para diferentes perfiles de pozos, mezclas de aguas y saturación de los reservorios a condiciones de fondo de pozo.

Como resultados se obtiene un perfil de la tendencia a la formación de determinado tipo de escama y una aproximación de la cantidad de escama producida.

El software maneja un amplio rango de datos de entrada desde 17 tipos diferentes de cationes entre los más importantes están:  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Na}^+$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{K}^+$ ,  $\text{Sr}^{2+}$ ,  $\text{Ba}^{2+}$ ,  $\text{Fe}^{2+}$ .

Diferentes aniones como:  $\text{OH}^-$ ,  $\text{Cl}^-$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{SO}_3^{2-}$ ,  $\text{HCO}_3^-$ ,  $\text{CO}_3^{2-}$ .

Sólidos:  $\text{CaCO}_3$ ,  $\text{FeCO}_3$ ,  $\text{CaSO}_4$ ,  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ,  $\text{BaSO}_4$ ,  $\text{SrSO}_4$  y  $\text{NaCl}$

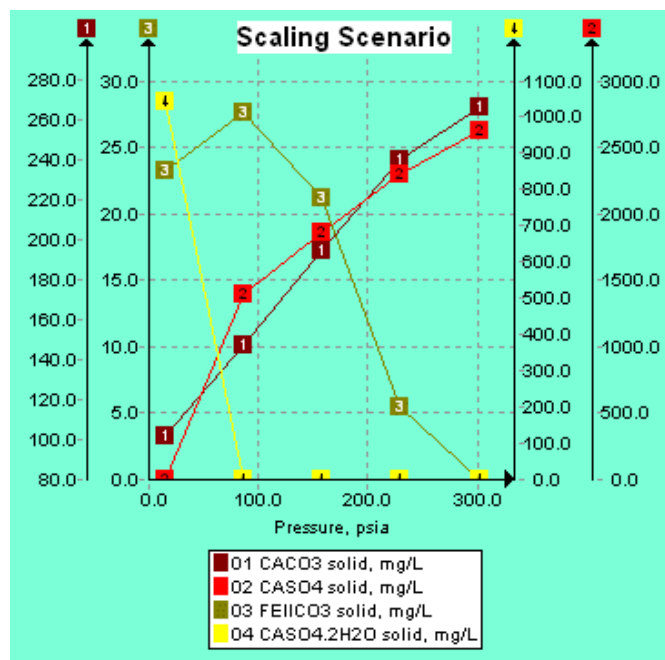
Compuestos orgánicos solubles como:  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ,  $\text{CH}_4$ ,  $\text{MeOH}$ ,  $\text{EtOH}$  entre muchos otros.

A partir del input de los datos como las concentraciones de los diferentes iones, gases, sólidos y las condiciones termodinámicas de fondo de pozo como

temperatura y presión además de los valores de pH y alcalinidad, el software genera un balance de todos estos componentes y brinda una idea del tipo de sal que se encuentra en un estado de super-saturación y tiene tendencia a formar escamas.

A continuación se muestra un ejemplo de un tipo de gráfica generada por el software donde se evidencia el aumento de la tendencia incrustante para diferentes tipos de sales con respecto al aumento de la presión.

**Figura 6.** Gráfica de la tendencia incrustante generada por el software Scalechem, donde se puede observar la tendencia incrustante contra la variación de la presión para diferentes tipos de escamas <sup>36</sup>.



### 1.3.3 Modelo de predicción de escamas de los programas de simulación.

Los dos programas usados en esta investigación usan el mismo modelo llamado índice de estabilidad, pero este toma diferentes nombres y nomenclatura según el autor, por ejemplo:

El ScaleChem llama *Scale Tendency* o *ST* y lo define como:

$$ST = \frac{[C][A]}{K_{ps}} \quad (10)$$

Dónde: [C] es la concentración de catión, [A] es la concentración del anión y  $K_{ps}$  es el producto de solubilidad.

En la interpretación de este índice se tiene que cuando el ST o el SL es mayor que 1 hay tendencia a la formación de precipitados.

Cuando este valor es igual a uno (1) se entiende que los diferentes iones están en un equilibrio químico.

Y cuando es menor a 1 no hay formación de precipitados.

## **2. METODOLOGÍA Y DESCRIPCIÓN DE LOS POZOS ESTUDIADOS**

En este capítulo se hace énfasis en la metodología seguida para desarrollar este trabajo de investigación y cumplir los diferentes objetivos planteados.

### **2.1 DESCRIPCIÓN DE LAS MUESTRAS.**

Para el presente estudio se consideraron las muestras de aguas de formación más representativas de los pozos de las empresas EQUION y HOCOL con análisis fisicoquímicos que incluían los contenidos iónicos y los valores de pH, alcalinidad y temperatura, tomados en las líneas de bombeo.

### **2.2 ANÁLISIS DE LAS BASES DE DATOS DE EQUION Y HOCOL**

En la realización de esta investigación se usó como herramienta de partida dos bases de datos suministradas por dos empresas petroleras pertenecientes al grupo empresarial Ecopetrol. EQUION y HOCOL nos permitieron un acceso completo a las bases de datos de aguas de formación.

En estas bases de datos se tenía información sobre el análisis fisicoquímico del agua de formación de 91 pozos diferentes, ubicados en los campos C, B, P y H (Por motivos de confidencialidad de las empresas no se hace uso del nombre real de cada campo). Este análisis fisicoquímico contenía las concentraciones de diferentes aniones y cationes presentes en el agua, el pH y la alcalinidad y además de las condiciones termodinámicas de fondo de pozo como presión y temperatura a las cuales se encontraban sometidas dichas aguas.

**Pozos en la base de datos de Equion ubicados en el campo C.** Inicialmente en la base de datos de Equion se contaba con el análisis fisicoquímico del agua de producción de 28 pozos. Por motivos de confidencialidad de las empresas no se

hace uso del nombre real de cada pozo y son cambiados para fines de esta tesis como el siguiente ejemplo: C1, C2...C28.

De los 28 pozos iniciales solo 23 se usaron para la etapa de la simulación debido a que los otros pozos no pasaron el proceso de filtrado, calidad de los datos y error en el balance iónico.

**Pozos en la base de datos de Equion ubicados en el campo B.** Por motivos de confidencialidad de las empresas no se hace uso del nombre real de cada pozo y son cambiados para fines de esta tesis como el siguiente ejemplo: B1, B2...B38.

De los 38 pozos de este campo, solo 23 pozos pasaron el proceso de filtrado y posteriormente se utilizaron en la simulación.

**Pozos en la base de datos de Equion ubicados en el campo P.** La base de datos de los análisis fisicoquímicos de aguas de producción de Equion tenía bajo el nombre de campo P, los análisis de 15 pozos. Por motivos de confidencialidad de las empresas no se hace uso del nombre real de cada pozo y son cambiados para fines de esta tesis como el siguiente ejemplo: P1, P2...P15.

De estos 15 pozos únicamente se usaron 5 pozos para realizar las simulaciones, debido a que no pasaron las etapas de filtrado y clasificación.

### **2.3.3 Pozos base de datos HOCOL.**

HOCOL S.A. es una compañía de carácter privado con presencia en nuestro país desde hace 57 años, dedicada a la producción y exploración de hidrocarburos.

La empresa inició sus operaciones en Colombia en 1956, luego de la obtención por parte de la empresa Intercol de los derechos de exploración y producción de petróleo en el Campo Dina, en el municipio de Neiva.

En 1979, los accionistas colombianos y brasileros aceptan la propuesta de compra y venden la empresa al grupo estadounidense *Houston Oil and Minerals*, de donde toma su nombre actual, HOCOL (Houston Oil Colombia). Posteriormente en 1982 HOCOL pasa a uno de sus dueños originales Tenneco y bajo esta administración, se descubren los campos San Francisco, Balcón y Palermo, Hato Nuevo y La Jagua, que aumentan considerablemente las reservas de la compañía y convierten al Huila en un departamento destacado dentro la producción petrolera del país.

Desde mayo del 2009 hace parte del grupo empresarial Ecopetrol. En 2011 su producción alcanzó los 27200 barriles equivalentes diarios, que acumularon en el año un total neto de 10 millones de barriles, actualmente cuenta con grandes proyectos en las cuencas de los valles superior e inferior del magdalena, los llanos orientales y el piedemonte llanero.

En la base de datos suministrada por HOCOL se contaba con el análisis fisicoquímico de aguas de producción de 10 pozos. Por motivos de confidencialidad de la empresa no se hace uso del nombre real de cada pozo y son cambiados para fines de esta tesis como el siguiente ejemplo: H1, H2...H10.

Para el proceso de simulación se utilizaron todos los pozos, ya que contaban con muy buen análisis fisicoquímico, pasando todos los criterios de clasificación y filtrado.

## **2.4 CLASIFICACIÓN Y FILTRADO DE LAS BASES DE DATOS.**

En esta etapa se hizo necesario realizar una clasificación de los diferentes datos de la siguiente manera:

### **2.4.1 Calidad de los datos**

Con el objetivo de poder generar una respuesta confiable sobre la tendencia incrustante del agua, se hizo necesario clasificar las bases de datos haciendo una exclusión de los pozos o de los valores incompletos, o aquellos pozos que presentaban valores desproporcionados en sus características químicas y termodinámicas.

### **2.4.2 Tipo de agua.**

Generalmente en los pozos petroleros existen dos tipos de aguas, las aguas de formación presentes de forma natural en el yacimiento de crudo y las aguas de inyección las cuales son usadas e inyectadas al sistema, dichas aguas o pozos de inyección son descartados debido a que no se encuentra de forma natural en el yacimiento y no brindan una respuesta confiable a la tendencia de formación de escamas.

### **2.4.3 Balance iónico.**

El balance catiónico- aniónico de un agua de producción es un parámetro que debe ser tenido en cuenta para confirmar la confiabilidad del análisis químico realizado a dicha muestra. En este balance se puede observar cómo se encuentra la cantidad de cationes respecto a la de aniones. En la medición del balance iónico se tiene en cuenta la carga eléctrica total de todos los cationes, la carga eléctrica de los aniones y los equivalentes de cada uno de estos aniones, y se calcula de la siguiente manera:

$$\% \text{ error balance iónico} = \frac{\sum(\text{cationes}, \frac{\text{mequivalentes}}{L}) - \sum(\text{aniones}, \frac{\text{mequivalentes}}{L})}{\sum(\text{cationes}, \frac{\text{mequivalentes}}{L}) + \sum(\text{aniones}, \frac{\text{mequivalentes}}{L})} * 100\% \quad (11)$$

## 2.5 PARÁMETROS USADOS PARA LAS SIMULACIONES.

Para realizar las simulaciones se llevó a cabo el input del análisis fisicoquímico de cada una de las aguas de formación de los pozos productores teniendo en cuenta las siguientes variables químicas:

Diferentes aniones como:

Concentración de Cationes:  $\text{Ca}^{2+}$  ,  $\text{Na}^{+}$  ,  $\text{Mg}^{2+}$  ,  $\text{K}^{+}$  ,  $\text{Sr}^{2+}$  ,  $\text{Ba}^{2+}$  ,  $\text{Fe}^{2+}$ .

Concentraciones de Aniones:  $\text{OH}^{-}$  ,  $\text{Cl}^{-}$  ,  $\text{SO}_4^{2-}$  ,  $\text{HCO}_3^{-}$  ,  $\text{CO}_3^{2-}$ .

Las variables pH y alcalinidad (según  $\text{HCO}_3^{-}$ ) también fueron tomadas de las bases de datos.

Con el fin de simular el fenómeno a lo largo de todo el sistema, y debido a la dificultad para adquirir todas las condiciones de fondo de presión y temperatura para cada uno de los 48 pozos estudiados se establecieron unas condiciones de presión y temperatura promedio de:

Condiciones de superficie: **T = 77 °F y P = 14,7 psi**

Condiciones de fondo: **T = 220°F y P = 3000 psi**

Es importante aclarar que estas condiciones se establecieron con asesoría del ICP (Instituto Colombiano del Petróleo), el cual contaba con las condiciones de fondo de algunos de los campos estudiados.

De igual forma las condiciones mencionadas se establecen con el fin de abarcar todo el rango de temperatura y presión posible para los pozos estudiados.

### **2.5.1 Simulación**

Finalizada la etapa de filtrado y clasificación de los datos se realizó el input al software *ScaleChem* de las concentraciones de los cationes y aniones presentes en el agua, condiciones de pH, alcalinidad respecto al  $\text{HCO}_3^-$ , temperatura y presión y de esta forma generar posteriormente una respuesta de la tendencia incrustante de dicha muestra.

Las simulaciones se dividen en 2 etapas.

- La primera se buscó determinar la tendencia incrustante por los diferentes tipos de escamas en cada uno de los pozos estudiados, haciendo uso del análisis fisicoquímico más reciente del agua de formación de dicho pozo.
- En la segunda etapa se analizó como se ve afectada la tendencia incrustante por carbonatos cuando se lleva a cabo la saturación de la salmuera con una mezcla de gases. Con la siguiente composiciones 5%  $\text{CO}_2$  y 95% metano. Estas concentraciones tratan de simular las condiciones reales de un yacimiento.

### **2.6 Creación del mapa.**

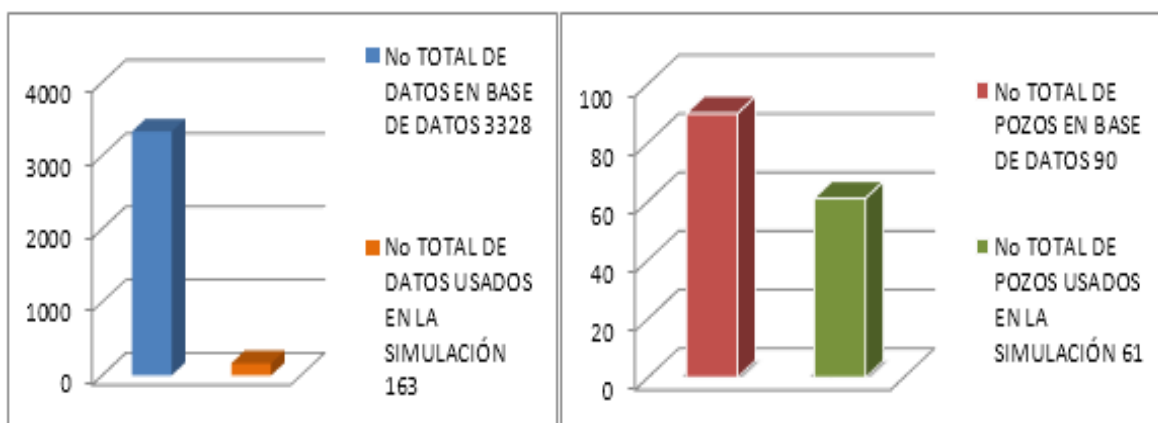
Luego de obtener los diferentes tipos de tendencias incrustantes, el tipo de escamas más comunes en los diferentes pozos estudiados y la severidad de dichas escamas, se procedió a generar una herramienta gráfica en forma de mapa donde se pueda localizar cada uno de los pozos que presentan o han presentado problemas por incrustaciones.

### 3. RESULTADOS Y ANÁLISIS DE RESULTADOS

Luego de realizado el filtrado a la base de datos se seleccionaron las muestras más representativas para continuar con el estudio, con el objetivo de tener una respuesta lo más confiable posible sobre la tendencia incrustante del agua de formación de cada pozo.

En la figura a continuación se puede apreciar un balance general donde se observa una comparación entre los datos totales en las bases de datos de las empresas EQUION y HOCOL y los datos finalmente usados en la etapa de simulación.

**Figura 7.** Balance general de los datos en estudio



#### 3.1 CARACTERÍSTICAS DE LAS AGUAS DE FORMACIÓN ASOCIADAS A POZOS PETROLEROS.

En las dos bases de datos de EQUION y HOCOL se tenían los siguientes datos del agua de formación.

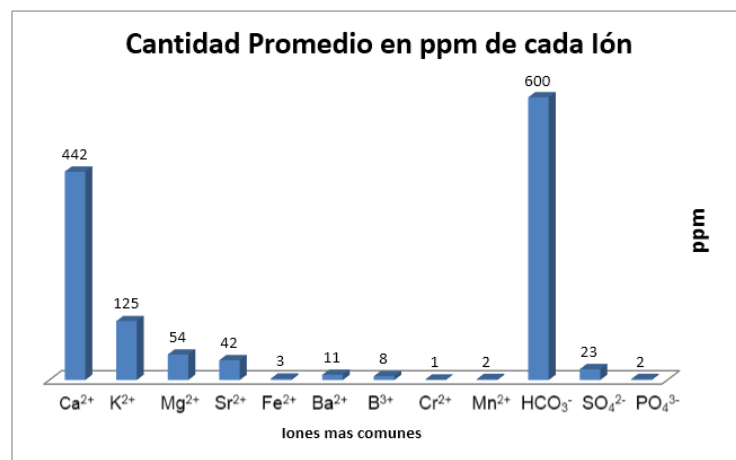
pH, alcalinidad, concentraciones en mg/L de :  $\text{Ca}^{2+}$  ,  $\text{Na}^{+}$  ,  $\text{Mg}^{2+}$  ,  $\text{K}^{+}$  ,  $\text{Sr}^{2+}$  ,  $\text{Ba}^{2+}$  ,  $\text{Fe}^{2+}$  ,  $\text{OH}^{-}$  ,  $\text{Cl}^{-}$  ,  $\text{SO}_4^{2-}$  ,  $\text{HCO}_3^{-}$ .

La caracterización de estas aguas de formación es muy importante ya que permite realizar un seguimiento del pozo y permite conocer previamente el estado del agua antes de realizar operaciones de mezcla o disposición de algunas de estas aguas.

### 3.2 ANÁLISIS FÍSICOQUÍMICO DE LOS DIFERENTES POZOS

Los pozos estudiados pertenecientes a los campos B, C y P presentaron diferentes valores de concentraciones de iones, a pesar que algunos pertenecían a la misma formación por lo tanto las condiciones fisicoquímicas no se puede establecer de una forma general por campo o formación y deben ser tenidas en cuenta de forma particular para cada pozo ya que estas varían dependiendo de las diferentes operaciones de producción que se hallan realizado.

**Figura 8.** Gráfica de las cantidades promedios de cada uno de los iones presentes en el agua de formación de los pozos en estudio.



#### 3.2.1 Constituyentes mayoritarios.

Luego de analizar las bases de datos de EQUION y HOCOL se observa que los componentes mayoritarios en las aguas de formación son los iones cloruro y sodio que se presentan en cantidades promedio de 5000 mg/L y 2600 mg/L

respectivamente, pero debido a la gran solubilidad que tiene esta sal en el agua es muy difícil que se formen precipitados. El grado de salinidad del agua es un indicativo de la cantidad de NaCl que se encuentra disuelto, y es importante mencionar que a mayor salinidad más corrosiva es el agua.

Los siguientes cationes y aniones que se presentan en mayor cantidad son el calcio y el bicarbonato con concentraciones promedio de 440 y 600 mg/L respectivamente. Estos iones se unen para formar el carbonato de calcio la cual es una sal insoluble en agua y que al contrario de la mayoría de las sales se hace más insoluble con el aumento de la temperatura. La mayoría de los estudios reportados sobre problemas por escamas, presentan esta sal como uno de los compuestos mayoritarios en las incrustaciones en pozos petroleros. Otro de los cationes que se presentan en cantidades considerables promedio de 50 a 100 mg/L es el magnesio que se puede combinar con los carbonatos y bicarbonatos para formar precipitados de carbonato de magnesio, o en algunos casos se pueden formar sales de carbonato de calcio y magnesio, dependiendo de las condiciones termodinámicas del sistema.

La variación de las concentraciones de estos cationes puede deberse a que su fuente principal radica de las diferentes rocas ígneas y sedimentarias, presentes en la formación la cual es variante.

### **3.2.2 Constituyentes minoritarios.**

Cationes como el estroncio y el bario, presentan las menores cantidades en el agua de formación 40 y 11 mg/L en promedio. El bario puede combinarse con los aniones sulfato para dar origen al sulfato de bario, el cual es una escama comúnmente encontrada en las tuberías.

Algunos campos pueden presentar cantidades pequeñas de hierro proveniente de las tuberías que presentan problemas por corrosión. Este ion puede combinarse con

azufre y generar problemas de corrosión. Pero en general su presencia es muy escasa.

Por ultimo hay diferentes iones como boro, cromo, manganeso y fosfato que se encuentran en cantidades mínimas o no se encuentran presentes en el agua. Debido a las concentraciones tan bajas de estos iones, no se reportan problemas por incrustaciones.

### **3.3 PREDICCIÓN DE LA TENDENCIA INCRUSTANTE Y CÁLCULO DEL ÍNDICE DE ESTABILIDAD PARA LOS POZOS EN ESTUDIO.**

Para realizar esta predicción se usó el software comercial *ScaleChem*

El *ScaleChem* se usó en esta simulación, en la que se buscó predecir la tendencia incrustante del agua de formación a condiciones de presión y temperatura de fondo de pozo y a condiciones de presión y temperatura de superficie para las sales más comunes.

Las condiciones de temperatura y presión son establecidas como un promedio general debido a que la adquisición exacta de estas condiciones a fondo de pozo para cada uno de los datos analizados es un trabajo difícil. Sin embargo este promedio está fundamentado en análisis suministrados por el ICP-Ecopetrol.

La presión y la temperatura se establecieron de la siguiente manera.

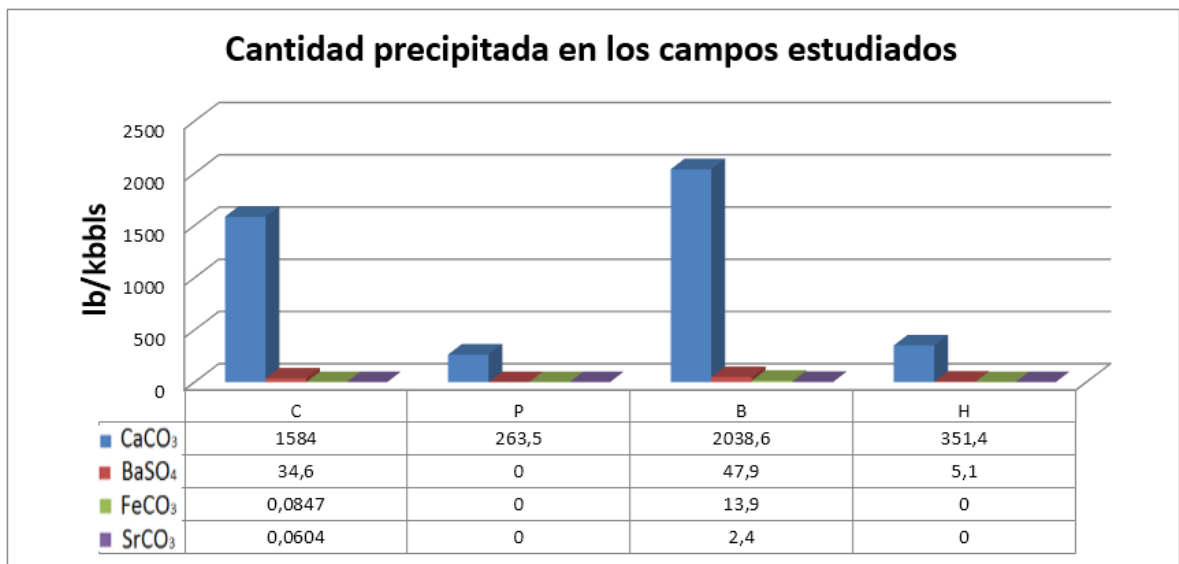
T superficie 77°F y la T de fondo en 220°F

P superficie 14,7 psi y la P de fondo en 3000 psi.

### 3.4 TENDENCIA INCRUSTANTE DE LOS CAMPOS ESTUDIADOS.

A partir de la base de datos de análisis fisicoquímicos y usando el software de simulación *ScaleChem* fue posible determinar la tendencia incrustante de los siguientes campos.

**Figura 9.** Gráfica representativa de la cantidad en lb por cada mil barriles de agua de precipitados, que se presentan en cada uno de los campos en estudio.



Los resultados aquí mostrados corresponden a la sumatoria de la cantidad de precipitado de cada uno de los pozos a condiciones de temperatura y presión de fondo, es decir, la cantidad mostrada en el campo C para CaCO<sub>3</sub> corresponde a la sumatoria total de precipitados de esta escama, presentes en este campo.

En la *figura 9* se puede observar claramente que la escama predominante en todos los campos es el CaCO<sub>3</sub>, esto se debe a las grandes cantidades de estos dos iones disueltos en el agua de formación, más adelante explicaremos cuales son las fuentes más importantes en la formación de esta incrustación. La siguiente escama

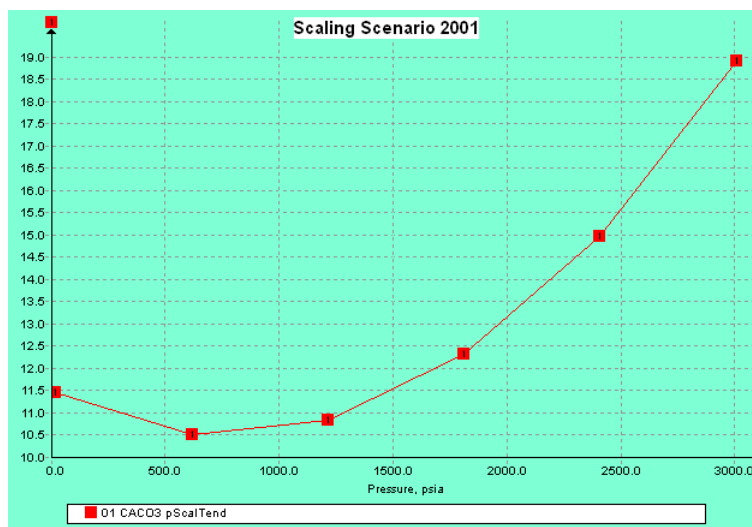
que se presenta pero en menor escala es el sulfato de bario ( $\text{BaSO}_4$ ) el cual está presente en 3 de 4 campos estudiados y constituye uno de los problemas más importantes por incrustaciones. Finalmente las otras dos escamas que presentaron leves precipitados son el  $\text{FeCO}_3$  y el  $\text{SrCO}_3$ , pero se puede considerar muy leve o casi nulo el daño a la formación producido por estas dos escamas.

### 3.4.1 Tendencia incrustante por Carbonato de calcio Campo C.

Con un total de 23 aguas de formación asociadas a 23 pozos del campo C se encontraron las siguientes tendencias a la formación de escamas. El software arroja una respuesta llamada *ST* o *scale tendency* donde si el valor es mayor a cero hay tendencia a la formación de precipitados. Para el caso específico del carbonato de calcio se conoce que valores mayores a 4 en el ST aseguran la presencia de depósitos inorgánicos.

A continuación se muestra en la figura 10. El escenario de *Scaling* para el primer pozo analizado.

**Figura 10.** Escenario de *scaling* de la simulación del agua de formación del pozo C1, imagen tomada del software *ScaleChem*



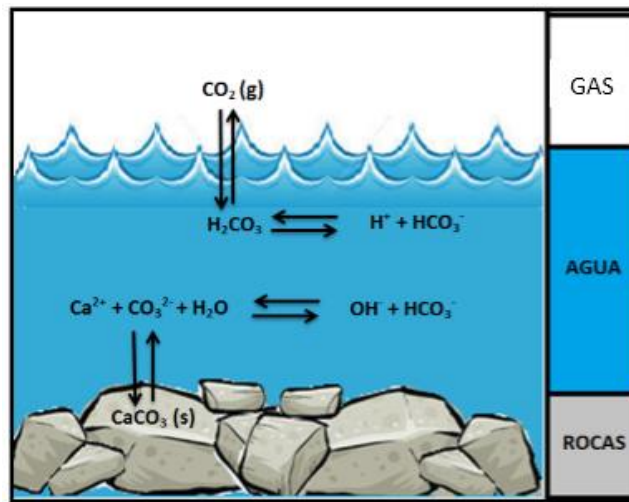
En la gráfica podemos observar que dicha agua presenta un índice de estabilidad o ST alto desde el inicio de la simulación aproximadamente a condiciones atmosféricas de presión y temperatura. Inicialmente un valor de 11,5 para el ST indica que muy seguramente hay formación de incrustaciones inorgánicas en el sistema a condiciones de superficie. De igual forma se puede observar un aumento del valor del ST a medida que aumenta la presión (Es importante mencionar que aunque no se vea en la gráfica, la temperatura también está variando hasta llegar a una Temperatura de fondo de 220°F). Se observa que el ST alcanza un valor máximo de aproximadamente 19, lo cual refleja con seguridad que este pozo tiene problemas graves por *scale* debido a carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ).

Es importante conocer más a fondo como sucede este problema por *scale*, aunque resulte imposible conocer cuál es la fuente principal del bicarbonato disuelto en el agua y cuál es el factor principal que está dando origen a un problema de escamas, debemos abarcar todo el fenómeno. Como ya se mencionó en el marco teórico una de las principales fuentes de iones bicarbonato es por la disolución del  $\text{CO}_2$  en el aire que puede representarse como en la *ecuación 4*. Aunque debemos considerar que en el agua la mayor parte de  $\text{CO}_2$  disuelto se encuentra como  $\text{CO}_2$  rodeado de moléculas de agua. Una vez formado el ácido carbónico este se disocia parcialmente para dar como resultado el ion bicarbonato.

Sin embargo la fuente mayoritaria de bicarbonato en un agua de formación no es debida a este proceso si no al lavado de rocas calcáreas que pasan el carbonato de calcio al agua donde es hidrolizado.

Por lo tanto, se puede decir que la formación de los iones bicarbonato en el agua implica un equilibrio en el que tienen participación 3 fases, aire agua y rocas.

**Figura 11.** Equilibrios trifásicos en el sistema de CO<sub>2</sub> y Carbonato.



La influencia del CO<sub>2</sub> en su fase gaseosa es de gran importancia en la formación de incrustaciones de carbonatos, ya que al reducirse la presión parcial de este gas, es liberado del equilibrio acuoso en el que se encuentra y favorece la formación de precipitados de carbonato.

El fenómeno de vaporización también afecta la formación de incrustaciones, ya que si la cantidad de agua disminuye la *ecuación 4* se ve desplazada hacia la izquierda, disminuyendo así la cantidad de ácido carbónico en la solución.

Este hecho causa una disminución de los iones H<sup>+</sup> en la solución, lo que causa un aumento en el pH el cual es una de las principales causas de la precipitación de carbonato de calcio, ya que al disminuir la concentración de iones H<sup>+</sup> en solución las reacciones de las *ecuaciones 2 y 3* se desplazarán hacia la derecha generando la formación de iones carbonato y bicarbonato, lo que aumentará la probabilidad de llevar a cabo una reacción con los iones calcio y posteriormente precipitar.

En la tabla del anexo A se observan los resultados generales obtenidos para incrustaciones debidas a carbonato de calcio en el campo C.

Se encontró que 9 de las 23 aguas de formación simuladas a condiciones de superficie presentaron un valor del *scale tendency* (ST) mayor a 4 lo que indica una gran probabilidad de presentarse problemas por incrustaciones.

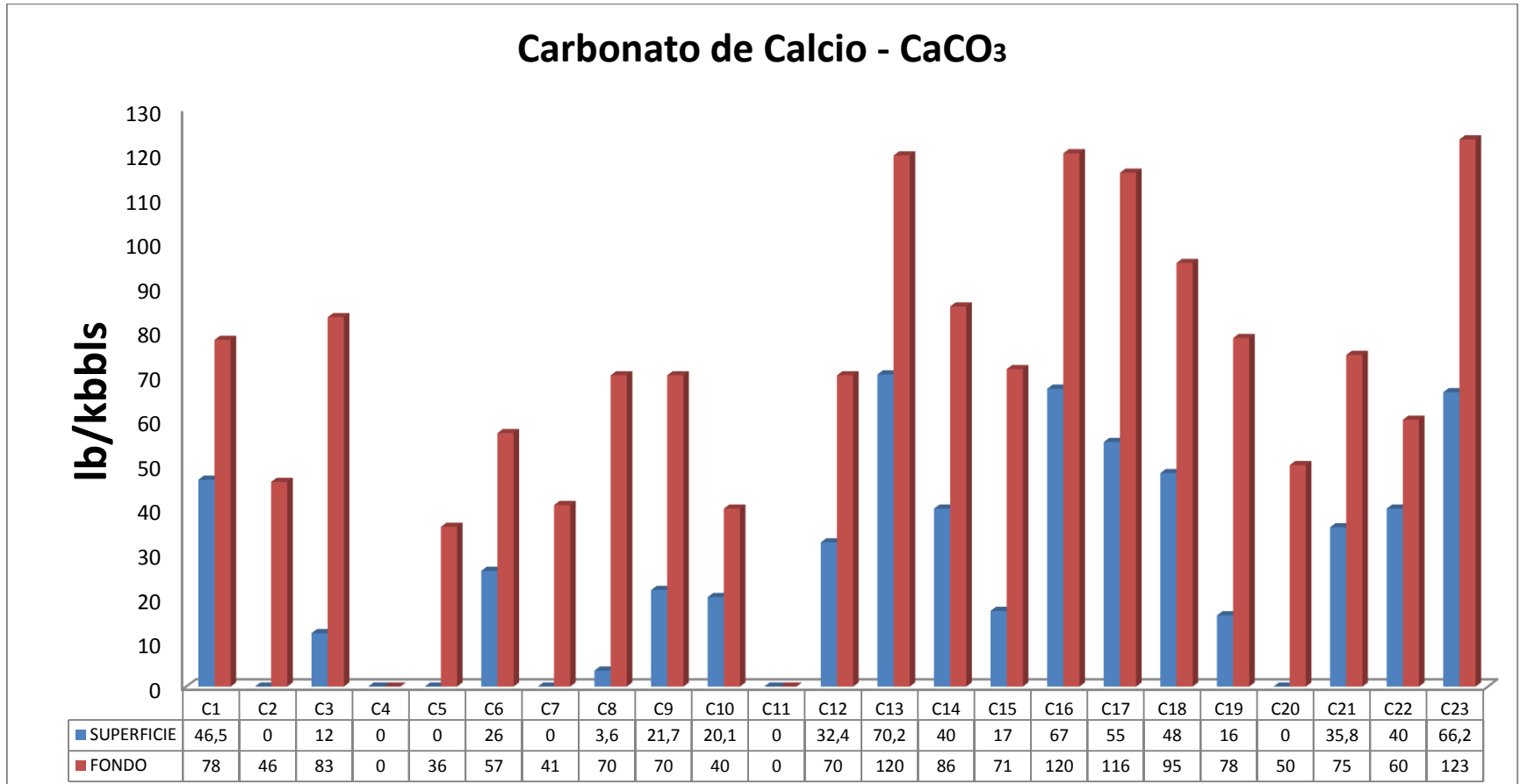
En estas simulaciones no se observó que las incrustaciones se presentaran en una formación en específico ya que todas las tres tuvieron problemas por incrustaciones en una proporción semejante. Sin embargo los datos por formación petrolera son muy pocos como para hacer una conclusión al respecto.

En la figura 12 se muestra una gráfica con las cantidades precipitadas tanto a condiciones de superficie como en fondo.

Es importante mencionar que el problema de incrustaciones debido a carbonato de calcio se incrementa con el aumento de la temperatura y con la variación de la presión parcial de CO<sub>2</sub>, Las gráficas del *scale tendency* como la mostrada en la figura 10 arrojadas por el software de simulación *ScaleChem* de todos los pozos del campo C se pueden observar en el anexo B <sup>37</sup>.

Se observa un aumento significativo, de más de la mitad al comparar la cantidad de precipitados en superficie y en fondo. Lo que permite inferir que el aumento de la temperatura y la presión tienen una participación muy marcada en la precipitación de incrustaciones de carbonato de calcio

**Figura 12.** Cantidad de precipitado de carbonato de calcio a condiciones de temperatura y presión de superficie y de fondo para todos los pozos del campo C.



Según el análisis hecho 21 de las 23 aguas de formación simuladas presentan problemas importantes por incrustaciones debidas a carbonato de calcio. Los valores de ST son mayores a 4 lo que significa que los problemas por incrustaciones son grandes según las simulaciones.

Las cantidades precipitadas también son altas y van desde los 36 lb/kbbls ( libras por cada mil barriles de agua) hasta 123 lb/kbbls correspondientes a los pozos C5 y C23 respectivamente.

Toda la información de la figura 12 y obtenida de las simulaciones se puede consultar en detalle en el anexo A.

### **3.4.2 Campo B.**

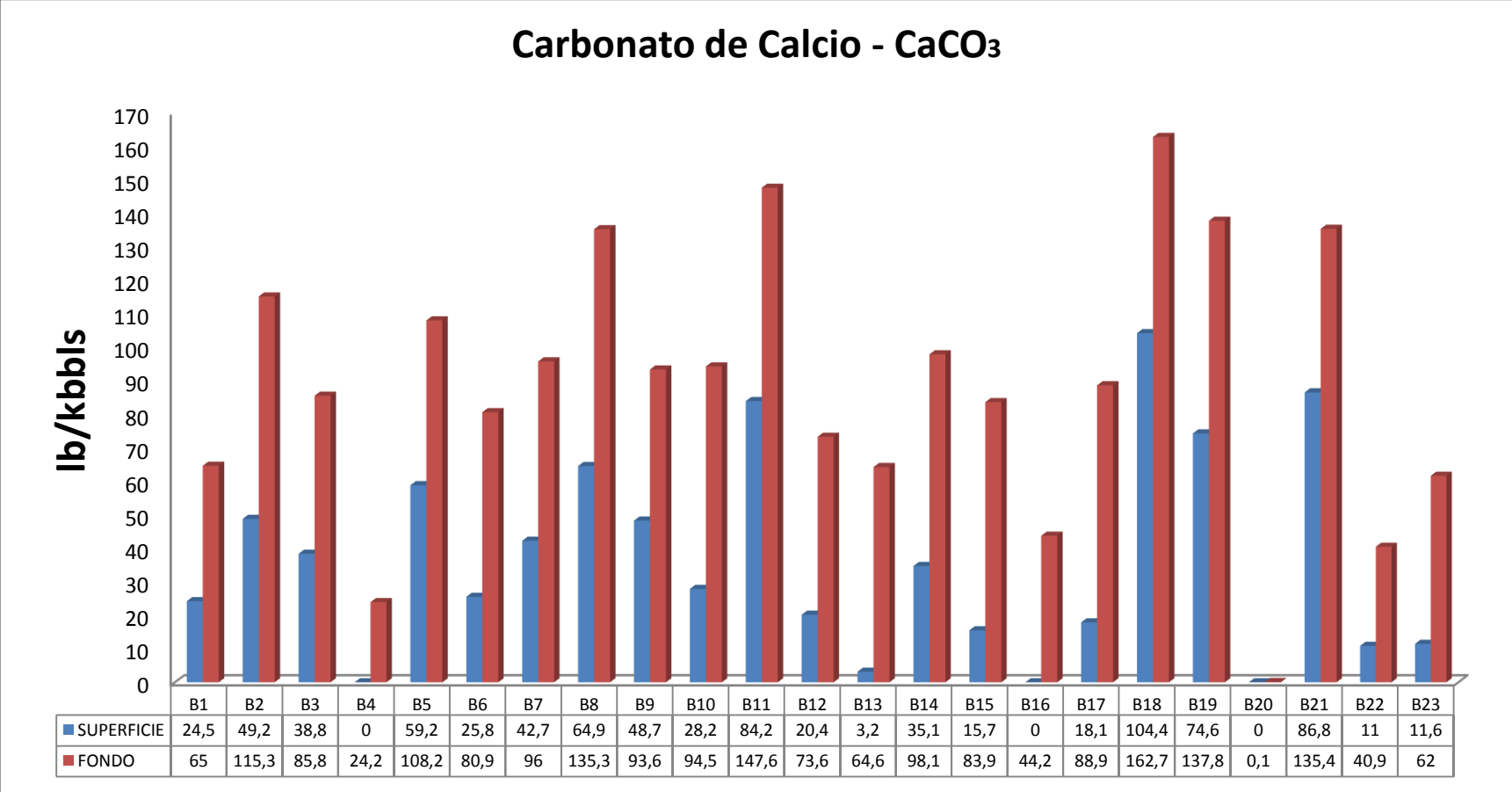
En el anexo C se puede apreciar la tabla con los datos asociados al *scale tendency* (ST) y cantidades precipitadas referentes al carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ) obtenidas de la simulación para las aguas de producción de los pozos pertenecientes a este campo tanto a condiciones de superficie como de fondo de pozo.

A condiciones de superficie solo 6 de las 23 aguas de producción tienden a presentar problemas por incrustaciones de  $\text{CaCO}_3$ . Ya que presentan valores de ST mayores a 4, valor a partir del cual aumenta la probabilidad de presentarse el problema, sin embargo los demás pozos presentan cantidades de precipitados pequeñas y tres de estos pozos no presentaron precipitados por esta escama. (Ver anexo C)

Las cantidades de precipitados van desde 74,6 hasta los 86,8 lb/kbbls, valores correspondientes a los pozos B19 y B21 respectivamente.

En la figura a continuación se muestra las cantidades de precipitado tanto a condiciones de superficie como de fondo de pozo.

**Figura 13.** Gráfica de la cantidad de precipitado de carbonato de calcio a condiciones de temperatura y presión en superficie y fondo para los pozos del campo B.



A condiciones de fondo se puede apreciar que 21 de las 23 aguas de producción presentan problemas de incrustaciones por  $\text{CaCO}_3$ , este aumento considerable se debe al comportamiento inverso que presenta la solubilidad del carbonato con respecto a las demás escamas sabiendo que a temperaturas elevadas los valores de solubilidad de esta escama disminuyen.

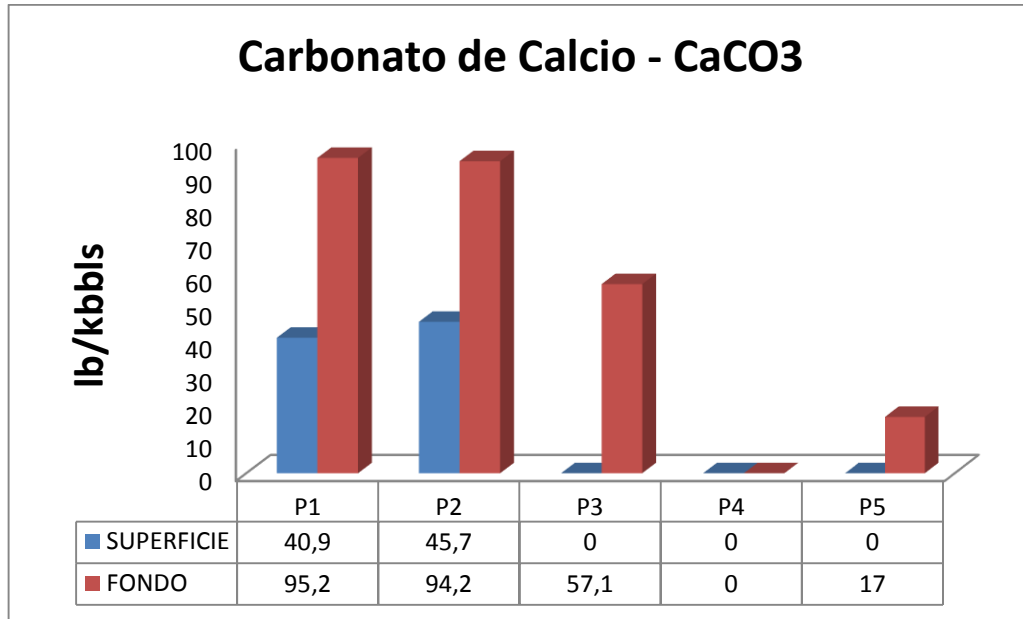
De igual forma las cantidades de precipitados aumentaron, alcanzando valores que van desde 44,2 hasta 135,4 lb/kbbls manteniéndose el pozo B21 con el valor más alto.

En el anexo D se presentan las gráficas obtenidas del simulador para cada uno de los pozos pertenecientes a este campo, donde se puede apreciar la variación que tienen las cantidades de precipitado en su recorrido desde condiciones de superficie hasta fondo de pozo.

### **3.4.3 Campo P.**

A continuación se muestran los resultados obtenidos en las simulaciones de los pozos y se muestra cuales presentan problemas por escamas de  $\text{CaCO}_3$  a condiciones de fondo de pozo y a condiciones de superficie.

**Figura 14.** Gráfica de las cantidades de CaCO<sub>3</sub> en los pozos del campo P a condiciones de presión y temperatura de superficie y fondo.



A condiciones de fondo el valor de ST presenta un importante aumento para 4 de los 5 pozos analizados, encontrado que en todos los casos la cantidad de precipitado en fondo supera el doble de la precipitada a condiciones de superficie

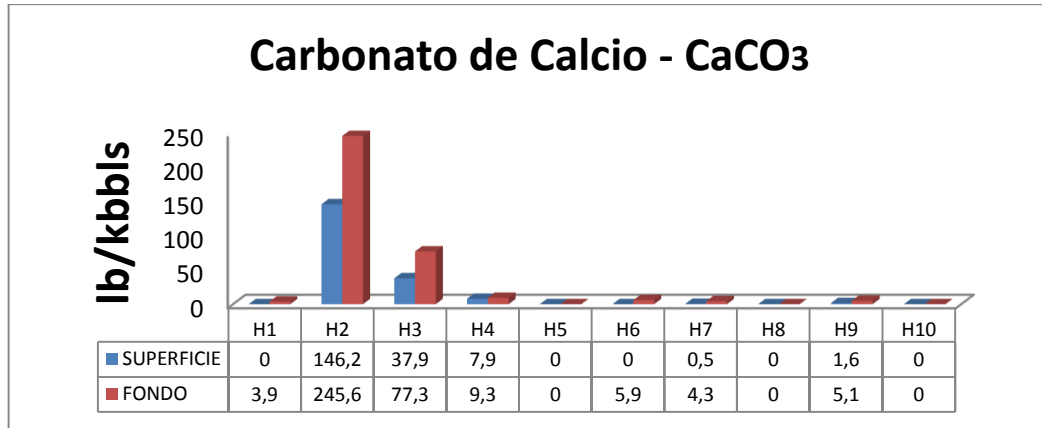
Se observa en la tabla del anexo E un aumento en el valor del ST para los dos primeros pozos y un aumento considerable en el tercer pozo ya que ahora presenta un valor de ST de 5,2 lo que indica que existen problemas por incrustaciones. Los otros dos pozos aunque aumentaron su valor del ST y podemos decir que presentan leves precipitados de CaCO<sub>3</sub>, no son suficientes para predecir con exactitud un problema por incrustaciones de carbonato de calcio.

En el anexo F se aprecian las gráficas obtenidas del simulador para cada uno de los pozos del campo P.

### 3.4.4 Campo H.

De igual forma se realizó la simulación para los 10 pozos de la base de datos de HOCOL, obteniendo como respuesta del *ScaleChem*, el *scale tendency* (ST) y las cantidades de precipitados para cada uno de los pozos, los valores tanto a condiciones de superficie como de fondo de pozo se presentan en el anexo G.

**Figura 15.** Gráfica de la cantidad de precipitado de CaCO<sub>3</sub> a condiciones de temperatura y presión en superficie y fondo para los pozos de HOCOL.



Para este caso a condiciones de superficie 3 de las 10 muestras de agua presentan problemas de incrustaciones por carbonato de calcio (CaCO<sub>3</sub>) con valores de *scale tendency* que superan de 4 (H2, H3 y H4). (Ver anexo G).

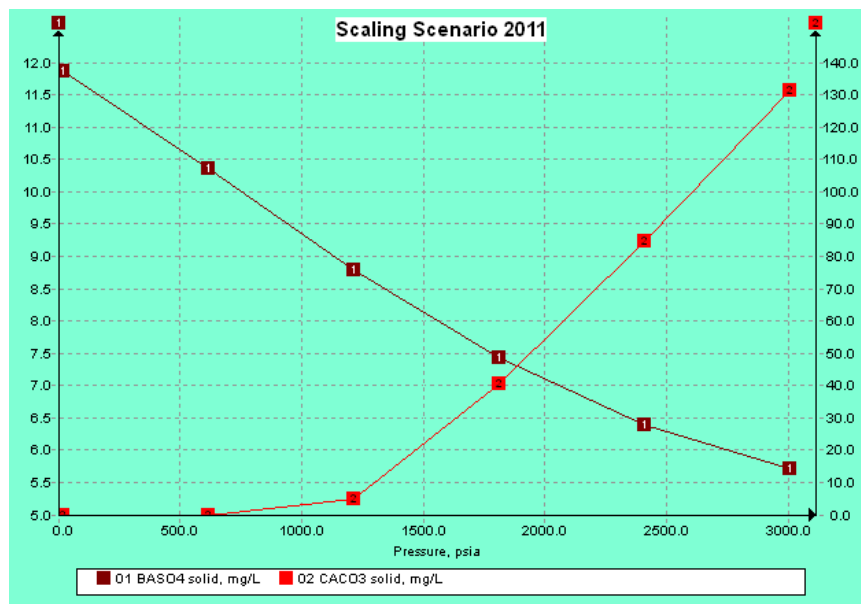
De igual forma a condiciones de fondo los pozos H2, H3 y H4 continúan con el problema, con un aumento en las cantidades de precipitado, las demás muestras se pueden considerar relativamente buenas ya que algunas precipitan pequeñas cantidades y otras no precipitan. En el anexo H se encuentran las gráficas resultantes de la simulación para cada uno de los pozos.

### 3.5 RESULTADOS POR CAMPOS PARA INCRUSTACIONES DE SULFATO DE BARIO.

#### 3.5.1 Campo C.

Los iones sulfato y bario a diferencia de los iones calcio y carbonato se encuentran presentes en el agua en cantidades promedio mucho más pequeñas como ya se mostró en la figura 8, lo que reduce la posibilidad de formar precipitados e incrustaciones de barita ( $\text{BaSO}_4$ ).

**Figura 16.** *Scaling Scenario* del pozo C2 de la formación Mirador. Figura tomada de Scalechem



A condiciones de superficie el valor del ST para el sulfato de bario fue de 8,78, lo cual según la figura 16 se atribuye a una cantidad de precipitado de 11,9 mg/L.

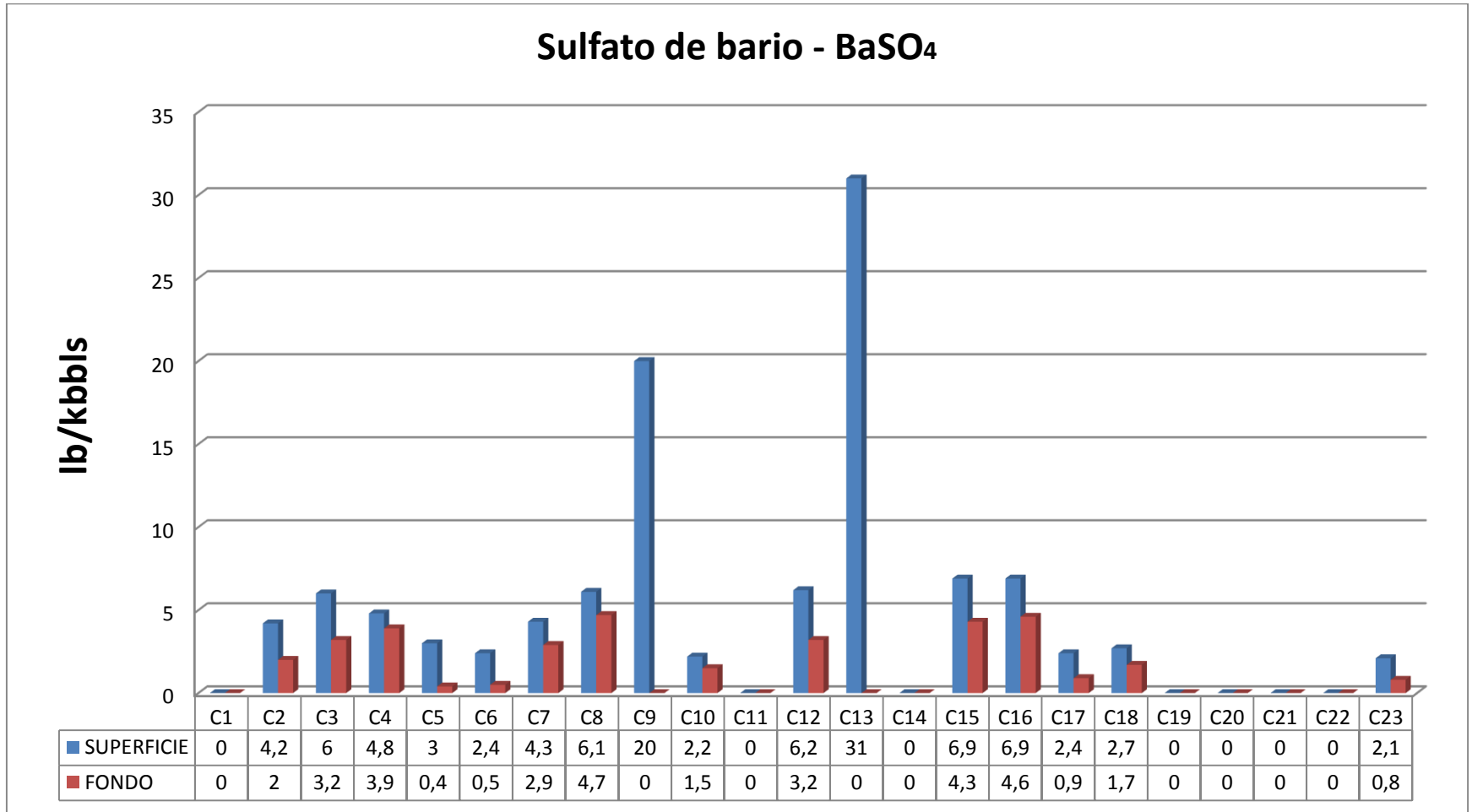
También se puede observar que a medida que se aumenta la presión y la temperatura (intrínseca en la simulación) la cantidad de precipitado empieza a disminuir hasta alcanzar un valor mínimo de 5,7 mg/L y un índice de estabilidad (ST) de 1,8, lo cual asegura que no existen problemas por incrustaciones a estas condiciones y únicamente se presentan leves precipitados. Además se observa que este pozo también presenta problemas por incrustaciones debidas a  $\text{CaCO}_3$  en todo el rango de la simulación.

Los resultados de esta simulación concuerdan con lo expresado en la teoría para la mayoría de las sales, las cuales aumentan su solubilidad al aumentar presión, lo cual las hace más soluble en el agua evitando la precipitación.

El sulfato de bario a condiciones de superficie se puede estar presentando por un fenómeno de vaporización del agua, donde se disminuye la saturación con la diferentes sales, lo cual produce un aumento en la concentración de sulfato de bario con posteriores precipitados. De igual forma las bajas temperaturas y bajas presiones favorecen la formación de precipitados de sulfato de bario.

En el anexo I se describe la información completa del índice de estabilidad y cantidad de precipitado para cada uno de los pozos del campo C simulados.

**Figura 17.** Gráfica de las cantidades de BaSO<sub>4</sub> en los pozos del campo C a condiciones de presión y temperatura en superficie y fondo.



No existe una prueba verídica como en el caso del  $\text{CaCO}_3$  para decir que a partir de cierto valor del ST se presentan con seguridad incrustaciones por Sulfato de Bario, sin embargo es cierto que entre mayor sea el valor del ST muy seguramente mayor será la tendencia a formar escamas. Si tomamos como suposición que los problemas importantes debidos a sulfato de bario también se presentan a valores de ST mayores a 4, encontramos que 14 de los 23 pozos simulados ( ver anexo I) presentan problemas importantes por sulfato de bario y de los 9 pozos restantes 8 tienen tendencia a precipitar y un único pozo presentan un equilibrio químico, donde no hay formación de precipitados (C11). Es importante mencionar que se debe comprobar experimentalmente si estos pozos presentan o presentaron problemas por incrustaciones cuando su ST era mayor a 4 y de esta forma validar la suposición hecha.

Siguiendo la misma suposición del análisis anterior, donde a valores mayores a 4 para el ST se presentan con seguridad problemas por incrustaciones. Podemos decir que a condiciones de fondo un pozo (C4) presento un valor de ST de 5,74 y seguramente presentara problemas de incrustaciones en fondo debidas a sulfato de bario.

Los 22 pozos restantes arrojaron valores de ST menores, lo que permite predecir que no hay problemas por incrustaciones a condiciones de fondo y únicamente se presentan leves precipitados.

En el anexo I se puede observar detalladamente el valor de ST para cada uno de los pozos y la cantidad de escamas precipitada.

### **3.5.2 Campo B.**

El sulfato de bario es otra de las escamas como mayor presencia en los pozos del campo B, de igual forma que para el carbonato de calcio se realizó el análisis de

resultados para determinar la cantidad de pozos que puedan presentar problemas por este tipo de escama tanto a condiciones de superficie como de fondo de pozo.

Como se ha descrito anteriormente no se conoce con exactitud el valor de *scale tendency* (ST) al cual se puede considerar problemas por incrustaciones de  $\text{BaSO}_4$ , pero para determinar los pozos que presentan el problema se tomara el valor de 4 en similitud al de  $\text{CaCO}_3$ .

A condiciones de superficie la cantidad de pozos con problema de incrustaciones por escamas de  $\text{BaSO}_4$  es de 14 pozos de los 23 simulados, este aumento en comparación con la cantidad de pozos que presentaban problemas por carbonato de calcio a las mismas condiciones se debe a que la solubilidad de este tipo de escama disminuye a valores bajos de presión y temperatura.

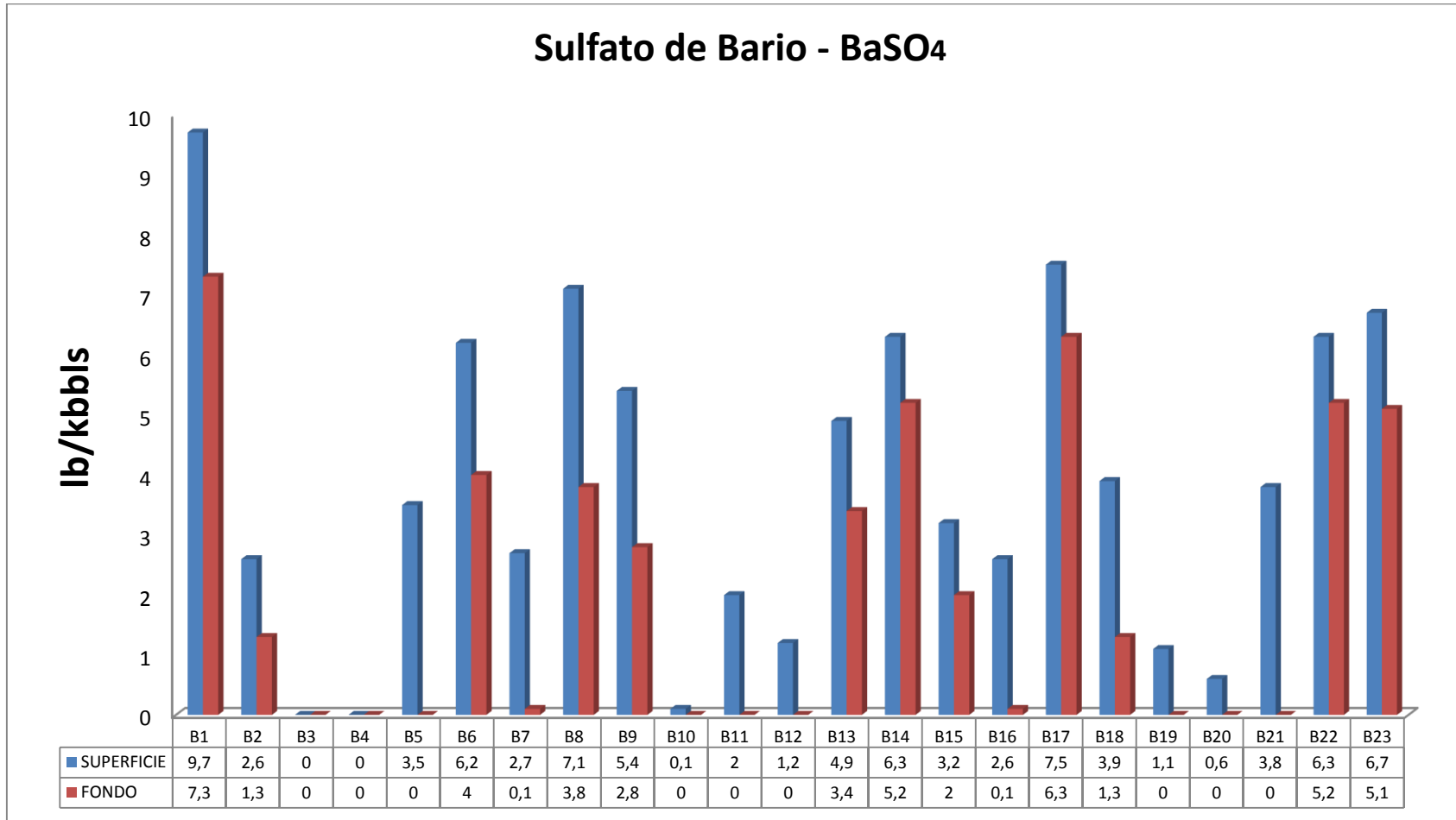
Las cantidades de precipitado oscilan entre 2,7 y 7,5 lb/kbbbls, valores correspondientes a los pozos B7 y B17 respectivamente.

En la figura 18 se puede observar la cantidad de precipitado correspondiente a sulfato de bario tanto a condiciones de superficie como de fondo de pozo para los pozos pertenecientes a este campo.

A condiciones de fondo el sulfato de bario se hace más soluble con el aumento de la presión por lo que la tendencia a la formación de escamas disminuye, obteniendo como resultado de la simulación que solo 5 de los 23 pozos presentan problemas por incrustaciones de escamas de este tipo, con cantidades que se encuentran entre 5,1 y 7,3 lb/kbbbls (figura 18).

Los resultados obtenidos de la simulación para el  $\text{BaSO}_4$  en cada uno de los pozos buenos aires se presentan en el anexo J.

**Figura 18.** Gráfica de las cantidades de BaSO<sub>4</sub> a condiciones de presión y temperatura en superficie y fondo en los pozos del campo B.



### **3.5.3 Campo P.**

Ninguno de los pozos presenta un valor de ST tanto en fondo como en superficie que pueda ser asociado a la formación de incrustaciones, incluso los valores son tan bajos que es poco probable existe la formación de precipitados.

Los valores de ST para estos pozos dieron cero, lo cual se traduce en que no hay problemas por precipitaciones y muchos menos por incrustaciones

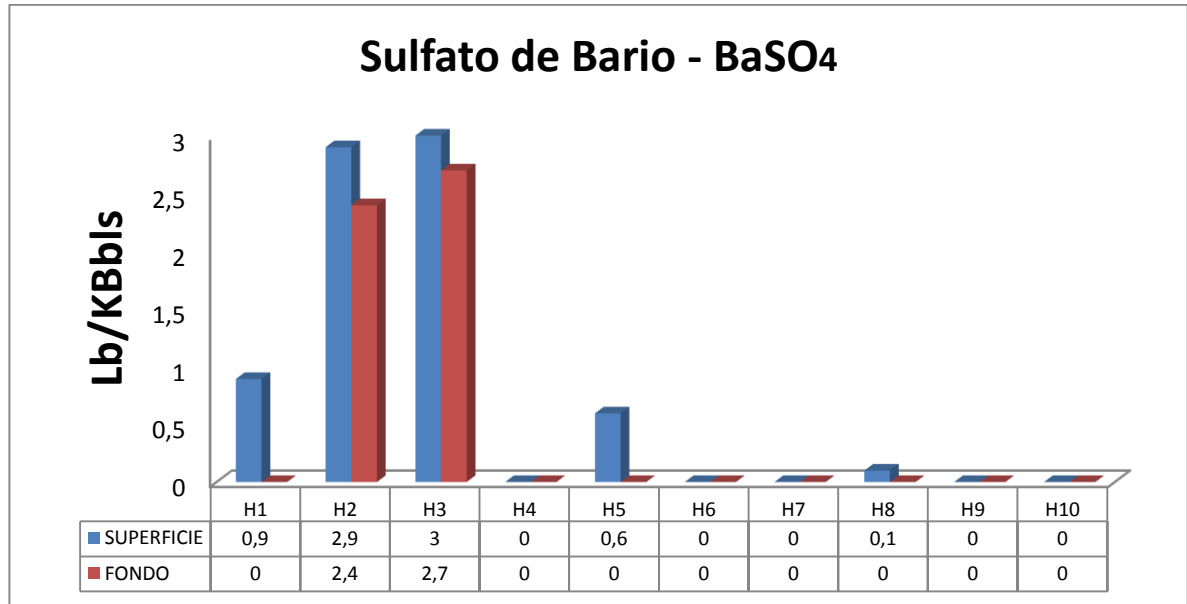
### **3.5.4 Campo H.**

En la tabla del anexo K se presentan los resultados obtenidos para los 10 pozos de hocol con el fin de cuantificar los pozos que puedan presentar problemas de incrustaciones de escamas del tipo  $\text{BaSO}_4$ .

En la figura 19 se observan las cantidades de precipitado de sulfato de bario para cada uno de los pozos tanto a condiciones de superficie como de fondo de pozo.

A condiciones de superficie solo 2 de los 10 pozos arrojaron un valor de ST superior a 4 (*ver anexo K*) y posiblemente podrían presentar problemas de incrustaciones por esta escama, dichos pozos presentaron cantidades de precipitado de tan solo 3 lb/kbbls, de los ocho pozos restantes cinco no presentan precipitado y los otros tres presentan unas leves cantidades de este tipo de escama.

**Figura 19.** Gráfica de las cantidades de BaSO<sub>4</sub> a condiciones de presión y temperatura en superficie y fondo en los pozos de HOCOL.



A condiciones de fondo nuevamente las muestras de agua de los pozos H2 y H3 presentan problemas por incrustaciones de BaSO<sub>4</sub>. Como a estas condiciones la solubilidad del sulfato es mayor las cantidades de precipitado de éste disminuyen obteniendo así 2,4 y 2,7 lb/kbbls para cada uno de los pozos nombrados anteriormente, el restante de las muestras no presentan precipitados de esta escama y se pueden considerar en un aparente equilibrio.

### **3.6 RESULTADOS POR CAMPOS PARA INCRUSTACIONES DE CARBONATO DE ESTRONCIO Y CARBONATO DE HIERRO.**

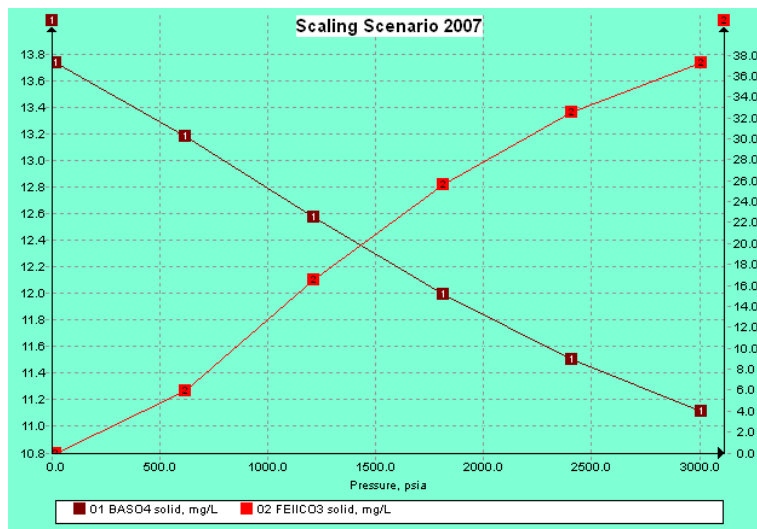
A pesar de las escasas concentraciones de los iones Estroncio y Hierro en el agua de formación, en algunas ocasiones se pueden presentar este tipo de incrustaciones, las cuales tienen un comportamiento igual al del carbonato de calcio, donde solubilizan a bajas temperaturas y presiones y tienden a formar precipitados a condiciones de fondo, donde la temperatura y la presión son elevadas.

Los iones Hierro son poco comunes de encontrar en el agua de formación de manera natural, por lo que se cree que su presencia es debida a problemas de corrosión de las tuberías, es decir por perdida de las tuberías.

### 3.6.1 Campo C.

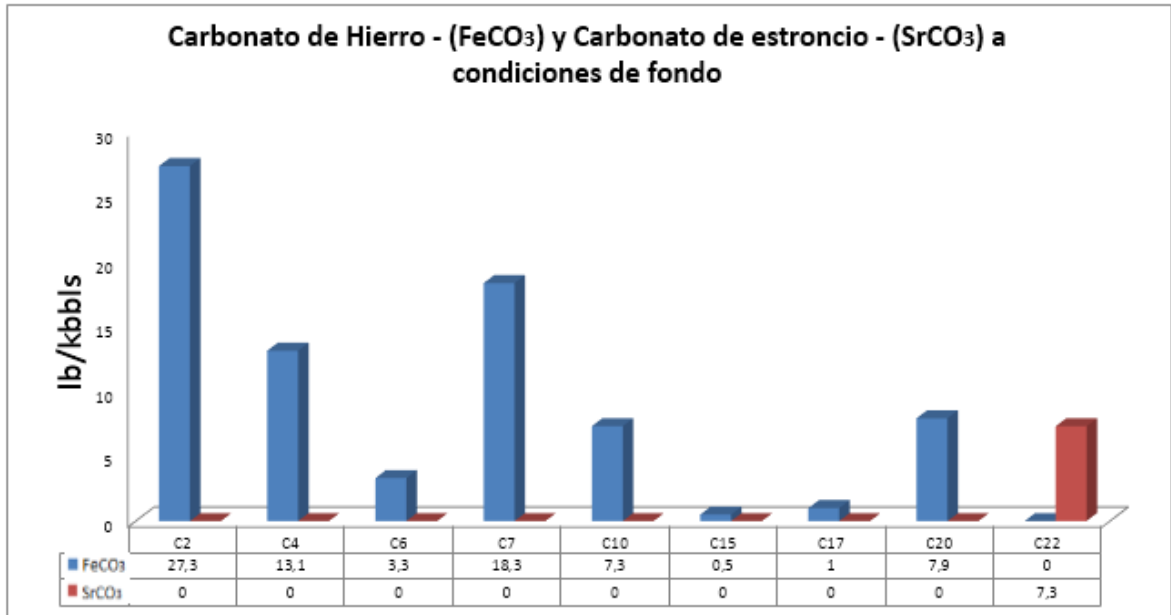
Luego de realizar la simulación a condiciones de superficie se encontró que únicamente 6 pozos presentan un ST superior a 1 para  $\text{FeCO}_3$  es decir pueden presentar precipitados, pero únicamente 4 de ellos (ver anexo L) arrojaron resultados que evidencian la formación de estos, esto puede deberse a la cantidad de iones presentes en el agua no es la necesaria para llevar a cabo el proceso de precipitación. Estos 6 pozos fueron: C2, C4, C17, C20, C7 y C8.

**Figura 20.** *Scaling Scenario* del pozo C4 de la formación Mirador. Imagen tomada del software ScaleChem.



En la anterior figura se puede observar cómo está variando la formación de  $\text{FeCO}_3$  desde condiciones de superficie hasta condiciones de fondo.

**Figura 21.** Gráfica de las cantidades de precipitado para el  $\text{FeCO}_3$  y  $\text{SrCO}_3$  de los pozos del campo C a condiciones de presión y temperatura en superficie y fondo de pozo.



Inicialmente el índice de estabilidad *scale tendency* a condiciones de superficie para esta sal fue de 9,86 lo cual se ve reflejado en la precipitación de 10,8 mg/L.

Esta tendencia continúa en ascenso hasta llegar a condiciones de fondo donde alcanza una cantidad de precipitado de 37,7 mg/L lo que equivale a 13,1 lb por cada mil barriles de agua

Los resultados de las simulaciones de los demás pozos se pueden observar en el anexo B.

La simulación nos mostró que únicamente dos pozos C12 y C22 presentan un ST mayor a 1 para  $\text{SrCO}_3$  en superficie (ver anexo L), pero la formación de precipitados es nula, esto puede deberse a las bajas concentraciones de iones estroncio o carbonato. Debido a que la mayoría del carbonato disuelto en la solución se une al calcio que se encuentra en mayores cantidades, esto suele denominar efecto del ion común y es la razón por la cual estas dos sales de carbonatos son poco comunes

encontrarlas y tienen muy baja tendencia a formarse. Los resultados en detalle se pueden observar en la tabla del anexo L.

En la tabla del anexo L se pueden observar valores altos del ST del  $\text{FeCO}_3$  a condiciones de fondo para 9 pozos los cuales tienen alta tendencia a precipitar, entre ellos están: C2, C4, C6, C7, C8, C10 C15, C17 y C20.

Todos estos pozos mostraron formación de precipitados entre las 0,5 y las 27,3 lb por cada mil barriles de agua. La tabla con los valores exactos del ST para cada uno de los pozos y las respectivas cantidades de precipitado se pueden observar en el anexo L.

### **3.6.2. Campo B.**

Al observar los resultados arrojados por el ScaleChem se puede ver que algunas muestras de agua tienen tendencia a precipitar pequeñas cantidades de otros tipos de escama entre los que se destacan el  $\text{FeCO}_3$  y el  $\text{SrCO}_3$  en el anexo M se presentan la tabla donde se relaciona el scale tendency y las cantidades que se precipitan de cada una de las escamas mencionadas.

Solo 3 de los 23 pozos presentan una leve cantidad de precipitados de siderita a condiciones de superficie, precipitado que se considera producto de la corrosión de tuberías y demás equipos metálicos que tienen contacto con el agua antes del muestreo

Para la estroncionita no se observa tendencia incrustante en las muestras de agua a estas condiciones. (Ver tabla del anexo M).

A condiciones de fondo se obtuvo que 5 de las muestras presentan precipitación leve de siderita y tan solo una de estroncionita, como las cantidades de precipitado son muy leves no se considera que puedan llegar a generar problemas de

incrustaciones, por lo contrario se sigue manejando la hipótesis de que la presencia de hierro proviene de los problemas de corrosión que puedan presentar las tuberías

En los pozos que presentan estroncionita se asume que puede ser por el paso del agua por una formación adyacente con presencia significativa de estroncio pero de igual forma por la cantidad no se considera que pueda llegar a generar un problema.

### **3.6.3 Campo P.**

Según las simulaciones ninguno de los pozos correspondientes al campo P mostró problemas de precipitados o incrustaciones debidas a este tipo de sales.

En general los índices de estabilidad ST no superaban el valor de 0,6 y la cantidad de precipitado era cero a condiciones de superficie.

En condiciones de fondo los valores del ST aumentaron un poco pero tampoco superaban el 1,5 para todos los pozos, dando como nula la cantidad de precipitado.

### **3.6.4 Campo H.**

Para el caso de las 10 muestras de agua de los pozos de HOCOL no se encontró rastro alguno de precipitación de escamas del tipo siderita y estroncionita, el pozo H2 tuvo valores que no superaban de 1 en su scale tendency pero la cantidad de precipitado seguía siendo nula, por tal razón se considera que estos 10 pozos se encuentran en un equilibrio químico en cuanto a este tipo de escamas, por otra parte cabe resaltar que el muestreo en estos pozos fue muy bueno lo cual se vio reflejado en los resultados obtenidos.

### 3.7 TENDENCIA INCRUSTANTE DEL CARBONATO DE CALCIO AL SATURAR EL AGUA CON UNA MEZCLA DE GAS CO<sub>2</sub> – METANO A CONDICIONES DE FONDO.

Para esta etapa de las simulaciones se quiso observar cómo era el comportamiento de la tendencia incrustante de los pozos con mayores problemas de escamas debidas a carbonato de calcio, al saturar el agua de formación con una mezcla de gases CO<sub>2</sub>- metano. Para ello se creó una mezcla de gas según datos reales de análisis químicos hechos en los pozos, donde se tiene un 5% de CO<sub>2</sub> y un 95% de metano, los otros gases como etano, propano, iso-butano entre otros, no fueron tenidos en cuenta ya que los porcentajes eran muy pequeños.

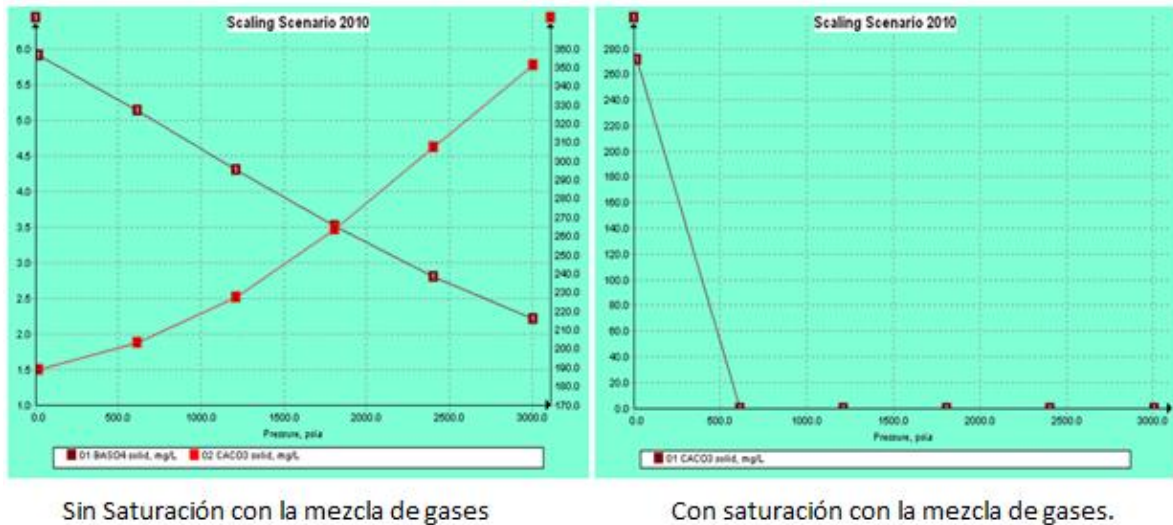
Este gas se mezcló con la simulación de la fisicoquímica del agua de formación de 10 pozos con los mayores problemas debidos a carbonato de calcio, los pozos fueron los siguientes:

**Tabla 5.** Pozos con los mayores problemas por incrustaciones debidas a carbonato de calcio.

CAMPO	POZO	ST	lb/kbbbls
P	P1	14,35	95,2
P	P2	15,14	94,2
C	C16	24,07	120
C	C23	24,57	123,1
C	C13	27,7	190,5
B	B2	13,24	115,3
B	B5	22,87	108,2
B	B11	27,22	147,6
B	B18	33,36	162,7
B	B21	34,9	135,4

Se llevó a cabo la simulación en el software Scalechem obteniendo los siguientes resultados:

**Figura 22.** Comparación del escenario de Scaling antes y después de realizar la simulación con la mezcla de gases CO<sub>2</sub>- metano, para el pozo C23. Imagen tomada del Software ScaleChem.



Para el caso de estudio se analiza el problema del carbonato de calcio a condiciones de fondo, que es donde se presenta en mayor grado. En las dos graficas de la figura 22, podemos observar el efecto tan importante que produce el CO<sub>2</sub> en la formación de escamas de carbonato de calcio. En la imagen de la izquierda el carbonato de calcio evidencia un crecimiento en la cantidad de precipitado, siendo este mayor a condiciones de fondo de pozo y alcanzando un valor máximo de 351,3 mg /L o 123,1 lb/kbbbls. Podemos notar en la imagen de la derecha, que luego de realizar la simulación teniendo en cuenta la mezcla de gases CO<sub>2</sub>- Metano, el escenario de *Scaling* disminuye totalmente alcanzando un valor de cero desde los 600 psi de presión y manteniendo esta tendencia hasta al condiciones de fondo (3000 psi). Este hecho deja en evidencia el importante efecto del CO<sub>2</sub> sobre la tendencia a la formación de incrustaciones por carbonato de calcio.

Los resultados para los demás pozos simulados se muestran a continuación.

**Tabla 6.** Comparación entre los resultados previos y posteriores a la mezcla del agua de formación con el gas

CAMPO	POZO	Sin mezcla de gases		Con mezcla de gases	
		ST	lb/kbbls	ST	lb/kbbls
P	P1	14,35	95,2	0,68	0
P	P2	15,14	94,2	0,79	0
C	C16	24,07	120	1,64	34
C	C23	24,57	123,1	0,8	0
C	C13	27,7	190,5	1,44	25,6
B	B2	13,24	115,3	2,15	66
B	B5	22,87	108,2	1,08	5,7
B	B11	27,22	147,6	1,34	25,9
B	B18	33,36	162,7	4,07	146,9
B	B21	34,9	135,4	2,15	53,1

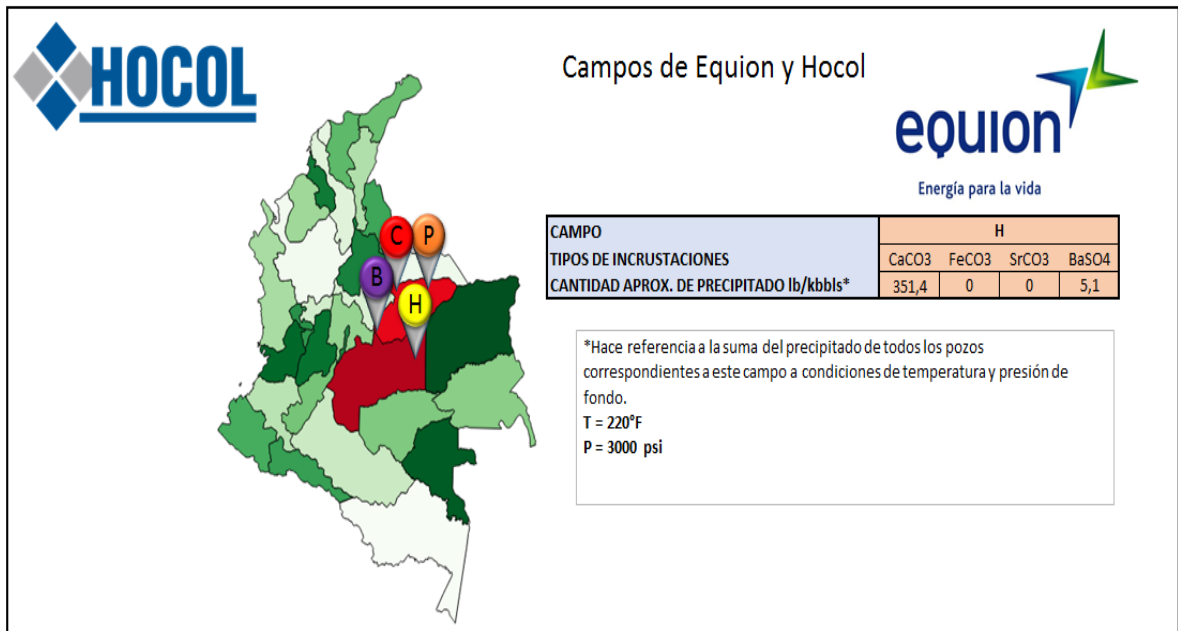
Los resultados para esta etapa de las simulaciones son muy importantes y muestran que al realizar la adición de CO<sub>2</sub> al agua de formación, el fenómeno de precipitación e incrustación del carbonato de calcio disminuye considerablemente y en algunos casos puede llegar a cero.

Al agregar CO<sub>2</sub> al agua de formación este equilibrio se retorna y se desplaza en sentido contrario, evitando de esta manera la formación de iones carbonato y disminuyendo la tendencia a formar incrustaciones por carbonatos de calcio, estroncio y hierro entre otros, debido a que la concentración de iones carbonato en la solución disminuye, reduciendo así la probabilidad de formar un par iónico con alguno de los cationes mencionados.

### 3.8 DESARROLLO DE LA HERRAMIENTA DE MAPEO.

Finalmente con toda la información obtenida en las simulaciones se desarrolló una herramienta en forma de mapa donde se puede ubicar fácil y rápidamente cada uno de los campos y conocer la cantidad aproximada de precipitado promedio de cada de una de las escamas. En la figura a continuación se puede observar el estilo del mapeo, y el programa de mapeo completo se encuentra en el CD anexo.

**Figura 23:** Screenshots de la herramienta de mapeo (ver herramienta completa en CD anexo)



#### 4. CONCLUSIONES.

- A partir del análisis y el cálculo del porcentaje de error en el balance iónico de la base de datos, se encontró que la mayoría de análisis fisicoquímicos de aguas de formación eran incompletos y de los 3328 datos con los que se contaba inicialmente solo el 5% fueron útiles para realizar la simulación.
- Se determinó la tendencia incrustante a partir de los análisis fisicoquímicos de las aguas de formación de diferentes pozos productores, encontrando como escamas presentes el carbonato de calcio, el carbonato de estroncio, el carbonato de hierro y el sulfato de bario.
- Se encontró que a condiciones bajas de presión y temperatura, 20 de los 61 pozos simulados presentaron tendencia incrustante por carbonato de calcio. Esto pudo deberse a que el CO<sub>2</sub> presente en el sistema es liberado debido a la disminución de la presión parcial, lo cual desplaza el equilibrio hacia la formación de precipitados.
- La gran mayoría de las incrustaciones por carbonato de calcio se asume según los resultados de la simulación que se presentan a condiciones altas de temperatura y presión ya que 48 de los 61 pozos simulados mostraron grandes precipitados de esta escama y los valores del ST calculado por el software fueron mayores a 4, lo cual indica que muy seguramente hay presencia de incrustaciones.
- Se encontró que de los 61 pozos analizados 13 presentaron alta tendencia incrustante por carbonato de hierro (FeCO<sub>3</sub>) Las cantidades precipitadas se encontraban en un rango comprendido entre 0,2 y 27,3 libras por mil barriles

de agua producida. Este tipo de escama se da por pérdidas de hierro de las tuberías en el sistema, es decir que muy seguramente hay también problemas de corrosión.

- Únicamente los pozos C22 y B12 del campo C presentaron problemas por escamas de carbonato de estroncio con precipitaciones leves de 2,6 y 2,4 libras por mil barriles de agua producida respectivamente.
- Se evidenció el efecto en la reducción de la tendencia incrustante de escamas de carbonato de calcio al adicionar una mezcla de gas compuesta principalmente por CO<sub>2</sub> y metano al análisis fisicoquímico del agua de formación, logrando disminuir las cantidades en más del 50%, incluso en 3 de los 10 pozos utilizados la reducción fue del 100 %.

## 5 RECOMENDACIONES.

- Realizar un seguimiento al agua de formación y hacer análisis fisicoquímicos continuos para poder predecir de forma más exacta el comportamiento de la tendencia incrustante a lo largo del periodo productivo.
- Validar los resultados obtenidos por las simulaciones con la información real de las incrustaciones formadas en tuberías y demás componentes del sistema de producción.
- Comprobar la hipótesis hecha para las escamas de sulfato de bario y verificar si realmente se están presentando incrustaciones a valores de ST mayores a 4.
- Realizar un análisis más detallado y específico en el que se considere la tendencia incrustante únicamente por formación y de esta manera comprobar si los problemas por escamas están asociados al pozo en general o a la formación productora.
- Extender el estudio realizado a la mayor cantidad de pozos posibles, con el fin de disminuir al máximo los efectos negativos de las escamas inorgánicas sobre la producción nacional.
- Es importante considerar el  $\text{CO}_2$  en el análisis fisicoquímico del agua al momento de hacer el input en el software de simulación y de esta forma obtener una respuesta más aproximada a la realidad sobre la tendencia incrustante de las escamas por carbonato.

## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. PEÑA, C. Min minas: Colombia tiene reservas de petróleo para 6,6 años de consumo. Revista petróleo y gas. [en línea]. (2014). [citado 15 de julio de 2014] disponible en: (<http://revistapetroleoygas.co/minminas-colombia-tiene-reservas-de-petroleo-para-66-anos-de-consumo>).
2. PORTAFOLIO.CO. Regresar a la meta de un millón de barriles diarios. (2014) [En línea]. (consultado: 30 de septiembre de 2014). Disponible en: <http://www.portafolio.co/economia/colombia-produccion-barriles-petroleo-dia-mayo>.
3. CRABTREE, M. and ESLINGER, D. La lucha contra las incrustaciones-Remoción y prevención. (1999). p 30-49.
4. FREIRE, P. y CHUIZA, A. Análisis del factor de daño de formación y evaluación de los tratamientos de fracturamiento realizados en el campo ANPA del distrito amazónico. (2012). [trabajo de grado]. Facultad de ingeniería en ciencias de la tierra, Guayaquil- Ecuador.
5. GONZALEZ. F, RAMIREZ. B y ECHEVERRIA. F. Evaluación de una formulación química para eliminar daños de la formación, por precipitación de escamas de carbonato de calcio. Revista Cubana de Química. (2012). p 136-146.
6. GOLAN, M. Well performance. Prentice hall Englewood Cliffs, NJ, second edition. (1999). p 127.
7. ACHURY, D. y MARTINEZ, R. Modelamiento de la depositación de escamas de carbonato de calcio en el wellbore. (2013). [Trabajo de grado]. Universidad industrial de Santander. Facultad de ingeniería físico-químicas. Escuela ingeniería de petróleos.
8. GALVIS, C. y NOGUERA, W. Remoción de escamas de carbonato de calcio en formaciones de areniscas, por medio de un tratamiento químico. (2013). [Trabajo de grado]. Universidad industrial de Santander. Facultad de ingeniería físico-químicas. Escuela ingeniería de petróleos.

9. ALDANA, H. y ARAMBURO, D. Aguas de formación. Universidad de américa. Ingeniería de petróleos. Bogotá, (2011).
10. ABDU, M. y CARNEGIE, A. Valor del agua de formación. Oilfield Review, (2011). p1-14.
11. ANTONYA, A. How Low Scale formation and control in high pressure membrane water treatment systems: A review. (2011). p1-11.
12. LANGELIER, W. F., The analytic control of anti-corrosion water treatment. American Water Works Association. (1936).
13. Standard Practice for Calculation and Adjustment of Langelier Saturation Index for Reverse Osmosis, ASTM International, West Conshohocken, PA, (2010).
14. RYZNAR, J.W, A new index for determining the amount of calcium carbonate scale formed by water. (1944), p 472–494.
15. STIFF, H. and DAVIS, L. A Method for predicting the tendency of oil field waters to deposit calcium carbonate. (1952).
16. ODDO, J. E. and TOMSON, M.B., Simplified Calculation of  $\text{CaCO}_3$  Saturation at High Temperatures and Pressures in Brine Solutions. Journal of Petroleum Technology. (1982).
17. MUÑOZ, S. and SANDOVAL, Y. Generalidades de la formación, prevención y tratamiento de depósitos de escamas. Revista fuentes, el reventón energético. (2008). p 37-46.
18. CASTRO, H. y GAMEZ, C. Evaluación de la depositación de incrustaciones en sistemas de bombeo electro sumergible del campo Cantagallo. (2009). [trabajo de grado] Universidad Industrial de Santander.
19. SKOOD. D, and WEST. D, Introduction of analytical chemistry. (1996). p 136-138.
20. GLOEDE, M. A New Theoretical Approach to the Calcium Carbonate Crystallization Process out of Aquatic Solution and the Effect of Impurities on it. NACE International.( 2007).
21. LINUS, P. General chemistry. chapter 13. the properties of solutions.(1950).

22. ZHANG, Y. and FARQUHAR, R. Laboratory Determination of Calcium Carbonate Scaling Rates for Oilfield Wellbore Environments. Read Well Services Ltd. (2001).
23. MOGHADASI, J. Scale formation in Iranian oil reservoir and production equipment during water injection. (2003).
24. PEREZ, R. Predicción de incrustaciones de  $\text{CaCO}_3$  en líneas de producción de crudo. Universidad de Zulia. (2000).
25. DALBECK, P. and ENGLAND, J. Crystallography and chemistry of the calcium carbonate polymorph switch in *M. edulis* shells. University of Glasgow, UK. (2006).
26. KRAUSKOPF, K. Introduction to geochemistry. tercera edición. McGraw Hill. (1994).
27. ZARGA, Y. BENBOUBAKER, H. GHAF FOUR, N. and ELFIL, H. Study of calcium carbonate and sulfate co-precipitation. (2013).
28. LARREA, A. Estudio de problemas de incrustaciones evaluación técnica y estimación de costos de químicos anti-incrustantes para diseños de tratamiento tipo squeeze a las areniscas U y T del campo shushufindi. (1999) [tesis de grado] Guayaquil Ecuador.
29. RAGULIN, V. and MARKELOV, V. The Problem of Scaling and Ways to Solve it in the Oil field of Rosneft OilCo. (2006).
30. ZHANG, Y. and DAWE, R.A. The kinetics of carbonate scaling in high salinity water systems. (1998).
31. ZHANG, Y. The kinetics of calcium carbonate precipitation and the application to oilfield scaling problems. (1997). [PhD tesis], Imperial College, University of London.
32. BENEZETH, P. DANDURAND, JL. And HARRICHOURY, JC. Solubility product of siderite ( $\text{FeCO}_3$ ) as a function of temperature (25–250 °C). University of Toulouse. (2008).
33. JIANG, C. Solubility and solubility constant of barium sulfate in aqueous sodium sulfate solutions between 0 and 80°C, J Solution Chem, (1996).

34. SAFARI, H. and SHOKROLLAHI, A. Prediction of the Aqueous Solubility of  $\text{BaSO}_4$  Using Pitzer Ion Interaction Model and LSSVM Algorithm, Fluid Phase Equilibria. (2014).
35. GARCIA, A.V. Prediction of Mineral Scale Formation in Geothermal and Oilfield Operations using the Extended UNIQUAC model. (2005) geothermics 34
36. PLAINS, M. OLI Systems, I., A guide to Using OLI ScaleChem. OLI Systems New Jersey, (2011)
37. ZHANG, Y, and FARQUHAR, R. The kinetics of carbonate scaling—application for the prediction of downhole carbonate scaling. (2000).

## BIBLIOGRAFIA

- ABDON, M. y CARNEGIE, A. Valor del agua de formación. Oilfield Review, 2011. p1-14
- ACHURY, D. y MARTINEZ, R. Modelamiento de la depositación de escamas de carbonato de calcio en el wellbore. (2013). [Trabajo de grado]. Universidad industrial de Santander. Facultad de ingeniería físico-químicas. Escuela ingeniería de petróleos.
- ALDANA, H. y ARAMBURO, D. Aguas de formación. Universidad de américa. Ingeniería de petróleos. Bogotá, (2011).
- ANTONYA, A. How Low Scale formation and control in high pressure membrane water treatment systems: A review. (2011). p1-11.
- BENEZETH, P., DANDURAND, JL. and HARRICHOURY. JC. Solubility product of siderite ( $\text{FeCO}_3$ ) as a function of temperature (25–250 °C). University of Toulouse. (2008).
- CASTRO, H. y GAMEZ, C. Evaluación de la depositación de incrustaciones en sistemas de bombeo electro sumergible del campo Cantagallo. (2009). [trabajo de grado] Universidad Industrial de Santander.
- CRABTREE, M. and ESLINGER, D. La lucha contra las incrustaciones- Remoción y prevención.(1999). p 30-49.
- DALBECK, P. and ENGLAND, J. Crystallography and chemistry of the calcium carbonate polymorph switch in *M. edulis* shells. University of Glasgow,UK. (2006).
- FREIRE, P. y CHUIZA, A. Análisis del factor de daño de formación y evaluación de los tratamientos de fracturamiento realizados en el campo ANPA del distrito amazónico. (2012). [trabajo de grado]. Facultad de ingeniería en ciencias de la tierra, Guayaquil- Ecuador.
- GALVIS, C. y NOGUERA, W. Remoción de escamas de carbonato de calcio en formaciones de areniscas, por medio de un tratamiento químico. (2013).

[Trabajo de grado]. Universidad industrial de Santander. Facultad de ingeniería físico-químicas. Escuela ingeniería de petróleos.

- GARCIA, A.V. Prediction of Mineral Scale Formation in Geothermal and Oilfield Operations using the Extended UNIQUAC model. (2005) geothermics 34.
- GLOEDE, M. A New Theoretical Approach to the Calcium Carbonate Crystallization Process out of Aquatic Solution and the Effect of Impurities on it. NACE International.( 2007).
- GOLAN, M. Well performance. Prentice hall Englewood Cliffs, NJ, second edition. (1999). p 127.
- GONZALEZ. F, RAMIREZ. B y ECHEVERRIA. F. Evaluación de una formulación química para eliminar daños de la formación, por precipitación de escamas de carbonato de calcio. Revista Cubana de Química. (2012). p 136-146.
- KRAUSKOPF.K. Introduction to geochemistry. tercera edición. McGraw Hill. (1994).
- JIANG, C. Solubility and solubility constant of barium sulfate in aqueous sodium sulfate solutions between 0 and 80°C, J Solution Chem, (1996).
- LANGELIER, W. F., The analytic control of anti-corrosion water treatment. American Water Works Association. (1936).
- LARREA. A. Estudio de problemas de incrustaciones evaluación técnica y estimación de costos de químicos anti-incrustantes para diseños de tratamiento tipo squeeze a las areniscas U y T del campo shushufindi. (1999) [tesis de grado] Guayaquil ecuador.
- LINUS, P. General chemistry. chapter 13 the properties of solutions.(1950).
- MOGHADASI, J. Scale formation in Iranian oil reservoir and production equipment during water injection. (2003).

- MUÑOZ, S. and SANDOVAL, Y. Generalidades de la formación, prevención y tratamiento de depósitos de escamas. Revista fuentes, el reventón energético. (2008). p 37-46
- ODDO, J. E. and TOMSON, M.B., Simplified Calculation of CaCO<sub>3</sub> Saturation at High Temperatures and Pressures in Brine Solutions. Journal of Petroleum Technology. (1982).
- PEÑA, C. Min minas: Colombia tiene reservas de petróleo para 6,6 años de consumo. Revista petróleo y gas. [en línea]. 2014. [citado 15 de julio de 2014] disponible en: (<http://revistapetroleoygas.co/minminas-colombia-tiene-reservas-de-petroleo-para-66-anos-de-consumo>).
- PEREZ, R. Predicción de incrustaciones de CaCO<sub>3</sub> en líneas de producción de crudo. Universidad de Zulia. (2000).
- PLAINS, M. OLI Systems, I., A guide to Using OLI ScaleChem. OLI Systems New Jersey, (2011)
- PORTAFOLIO.CO. Regresar a la meta de un millón de barriles diarios. (2014) [En línea]. (consultado: 30 de septiembre de 2014). Disponible en: <http://www.portafolio.co/economia/colombia-produccion-barriles-petroleo-dia-mayo>.
- RAGULIN, V. and MARKELOV, V. The Problem of Scaling and Ways to Solvent in the Oil field of Rosneft OilCo. (2006).
- RYZNAR, J.W, A new index for determining the amount of calcium carbonate scale formed by water. (1944), p 472–494.
- SAFARI, H. and SHOKROLLAHI, A. Prediction of the Aqueous Solubility of BaSO<sub>4</sub> Using Pitzer Ion Interaction Model and LSSVM Algorithm, Fluid Phase Equilibria. (2014).
- SKOOD. D, and WEST. D, Introduction of analytical chemistry. (1996). p 136-138.
- Standard Practice for Calculation and Adjustment of Langelier Saturation Index for Reverse Osmosis, ASTM International, West Conshohocken, PA, (2010).

- STIFF, H. and DAVIS, L. A Method for predicting the tendency of oil field waters to deposit calcium carbonate. (1952).
- ZARGA, Y. BENBOUBAKER, H. GHAF FOUR, N. and ELFIL, H. Study of calcium carbonate and sulfate co-precipitation. (2013).
- ZHANG, Y. The kinetics of calcium carbonate precipitation and the application to oilfield scaling problems. (1997) . [PhD tesis], Imperial College, University of London.
- ZHANG, Y. and DAWE, R.A. The kinetics of carbonate scaling in high salinity water systems. (1998).
- ZHANG. Y, and FARQUHAR, R. The kinetics of carbonate scaling— application for the prediction of downhole carbonate scaling. (2000).

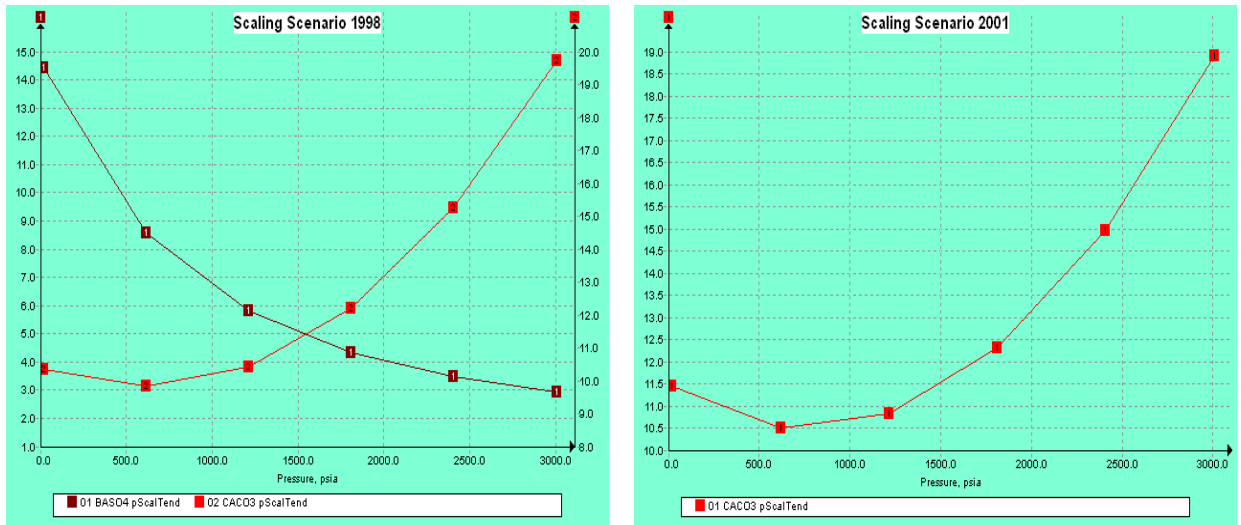
## ANEXOS

**Anexo A.** Índice de estabilidad ST y cantidad de CaCO<sub>3</sub> (Como calcita su forma más estable) precipitado en campo C a condiciones de superficie y de fondo.

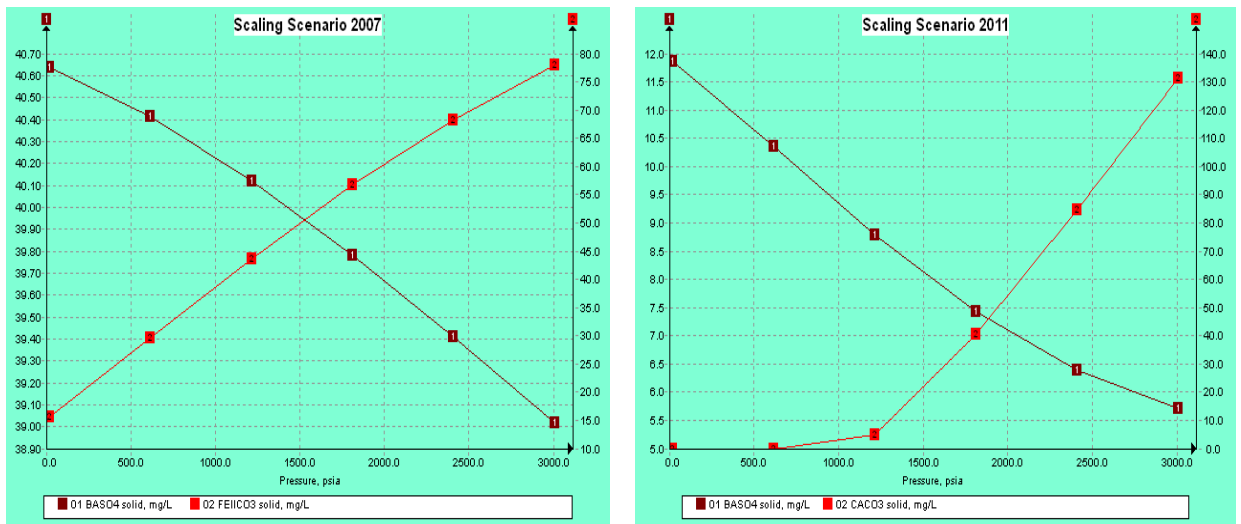
POZO	SUPERFICIE				FONDO			
	T [°F]	P [psi]	ST	lb/kbbls	T [°F]	P [psi]	ST	lb/kbbls
C1	77	14,69	11,43	46,5	220	3000	18,90	78,0
C2	77	14,69	0,78	0	220	3000	4,36	46,0
C3	77	14,69	1,26	12	220	3000	7,52	83,1
C4	77	14,69	0,04	0	220	3000	0,23	0,0
C5	77	14,69	0,51	0	220	3000	3,00	35,9
C6	77	14,69	4,73	26	220	3000	11,67	57,0
C7	77	14,69	1,17	0	220	3000	6,33	40,8
C8	77	14,69	1,08	3,6	220	3000	6,95	70,0
C9	77	14,69	2,04	21,7	220	3000	11,91	70,0
C10	77	14,69	3,59	20,1	220	3000	10,90	40,0
C11	77	14,69	1,00	0	220	3000	0,50	0,0
C12	77	14,69	3,69	32,4	220	3000	15,17	70,0
C13	77	14,69	9,07	70,2	220	3000	27,08	119,5
C14	77	14,69	9,60	40	220	3000	21,07	85,5
C15	77	14,69	1,61	17	220	3000	7,97	71,4
C16	77	14,69	10,64	67	220	3000	24,07	120,0
C17	77	14,69	3,95	550	220	3000	15,93	115,6
C18	77	14,69	8,63	48	220	3000	19,10	95,3
C19	77	14,69	1,46	16	220	3000	7,75	78,4
C20	77	14,69	1,08	0	220	3000	5,60	49,8
C21	77	14,69	5,90	35,8	220	3000	13,81	74,6
C22	77	14,69	7,74	40	220	3000	16,34	60,0
C23	77	14,69	11,24	66,2	220	3000	24,57	123,1

## Anexo B. Scaling Scenario pozos campo C.

**Figura B1:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo C1.

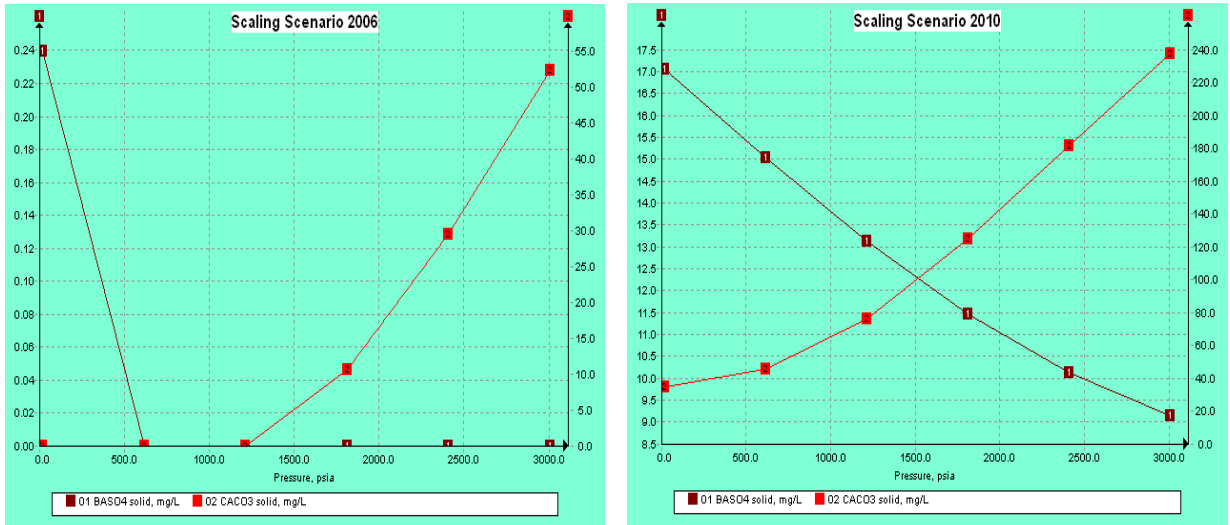


**Figura B2:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo C2

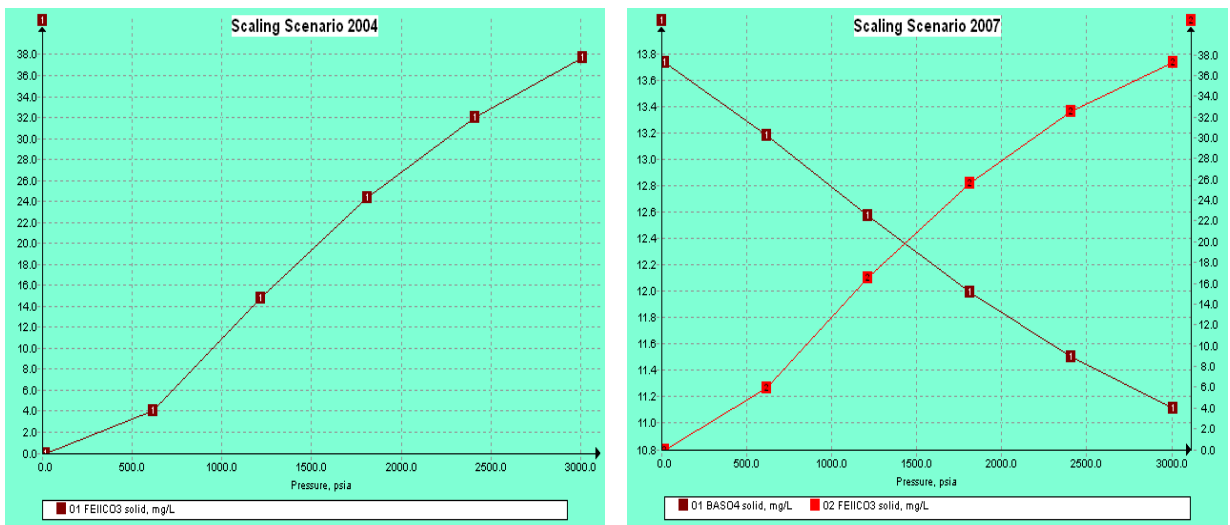


Fuente: ScaleChem.

**Figura B3:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo C3

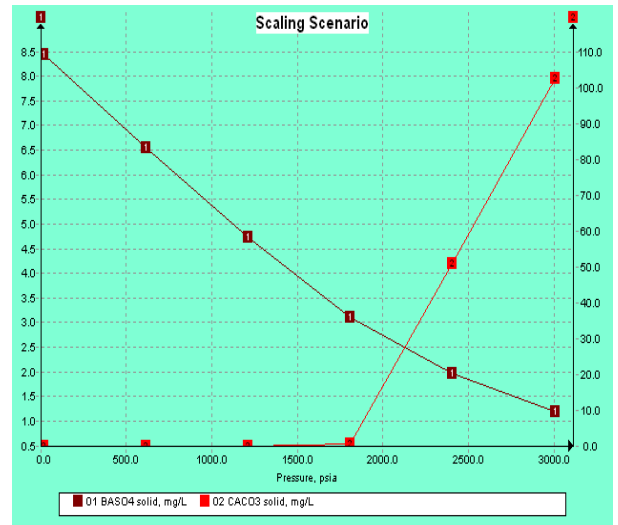
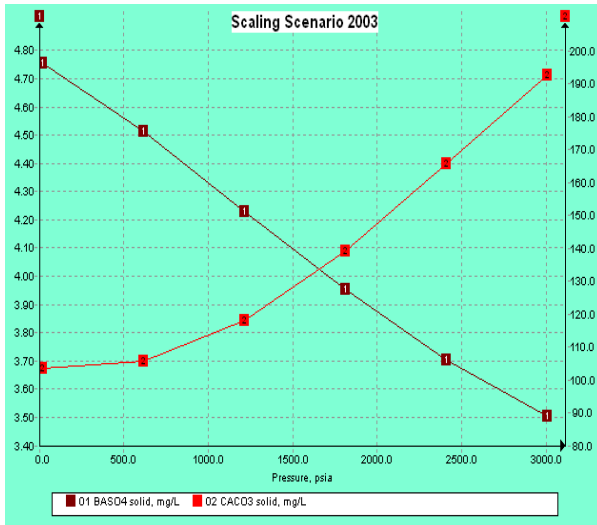


**Figura B4:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo C4

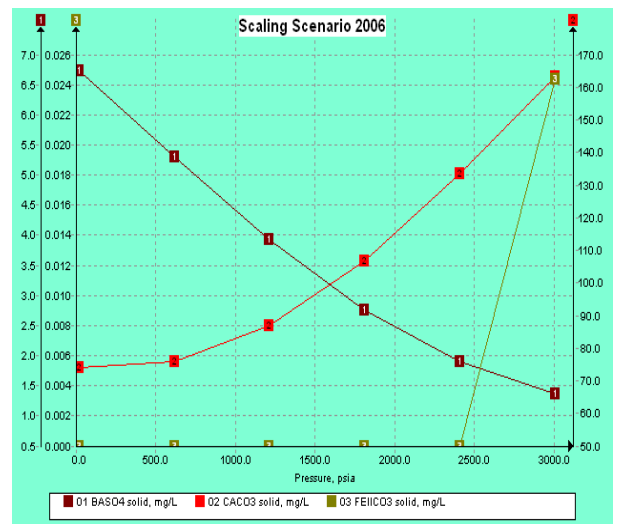
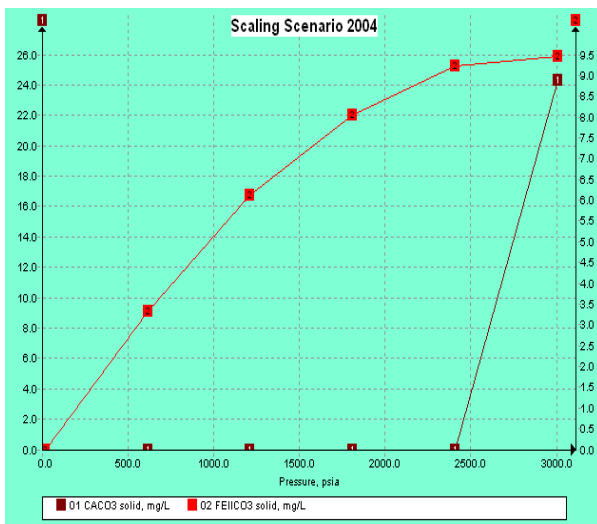


Fuente: ScaleChem.

**Figura B5:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo C5.

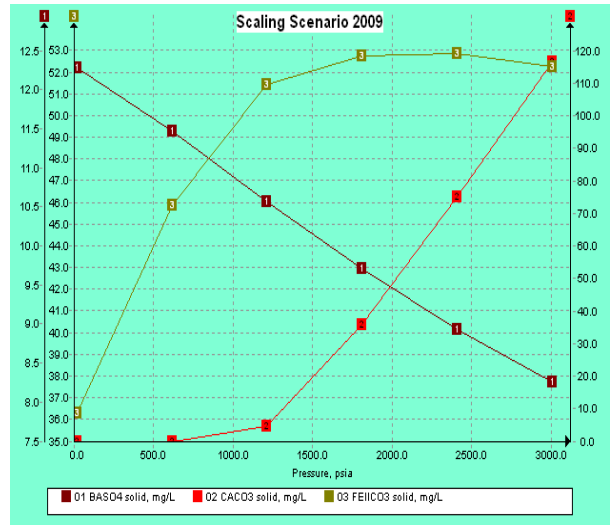
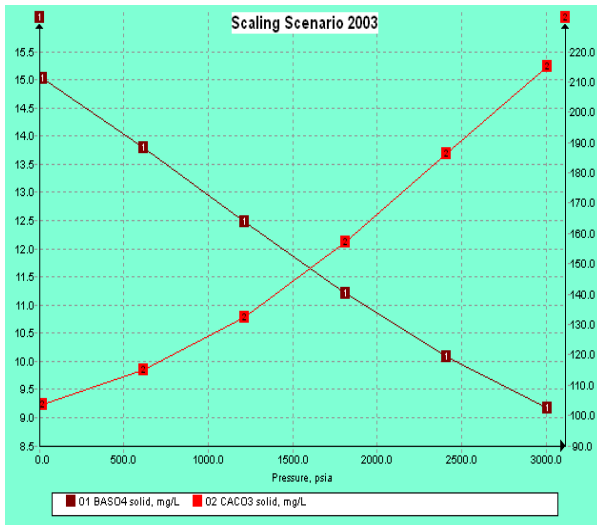


**Figura B6:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo C6.

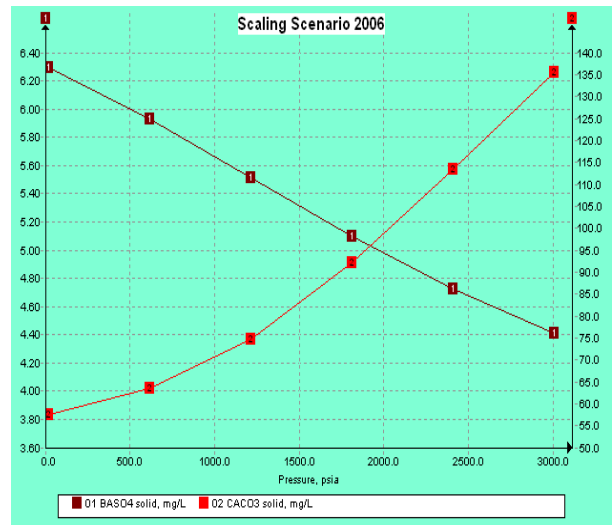
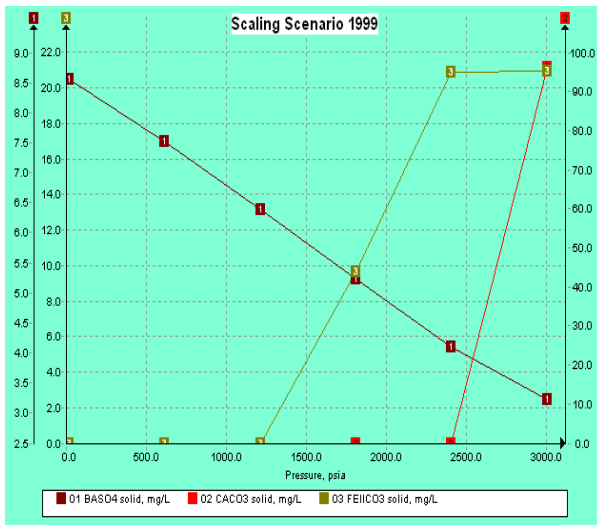


Fuente: ScaleChem.

**Figura B7:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo C7

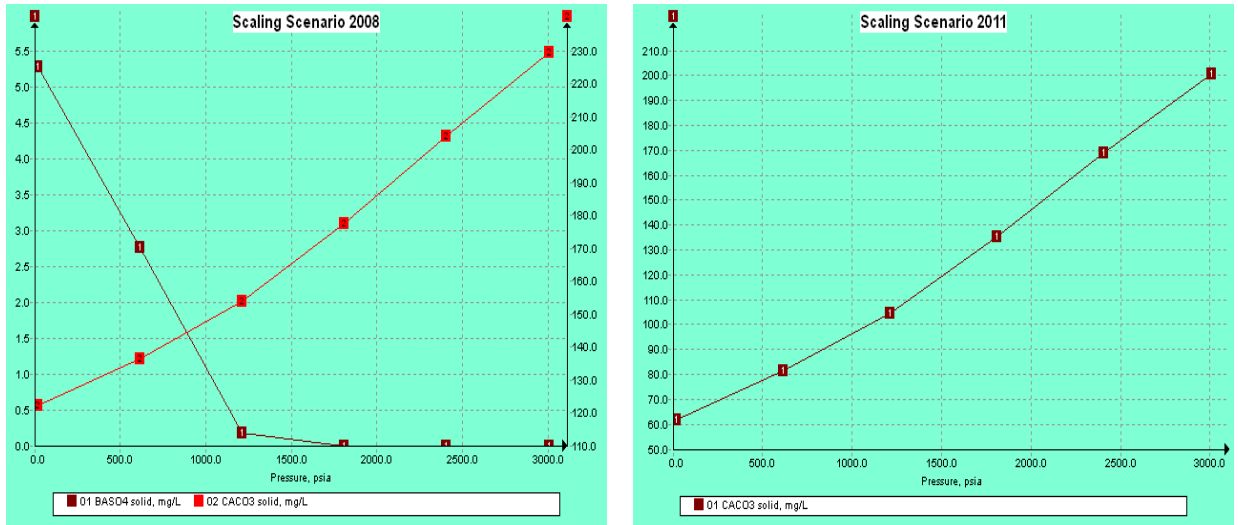


**Figura B8:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo C8.

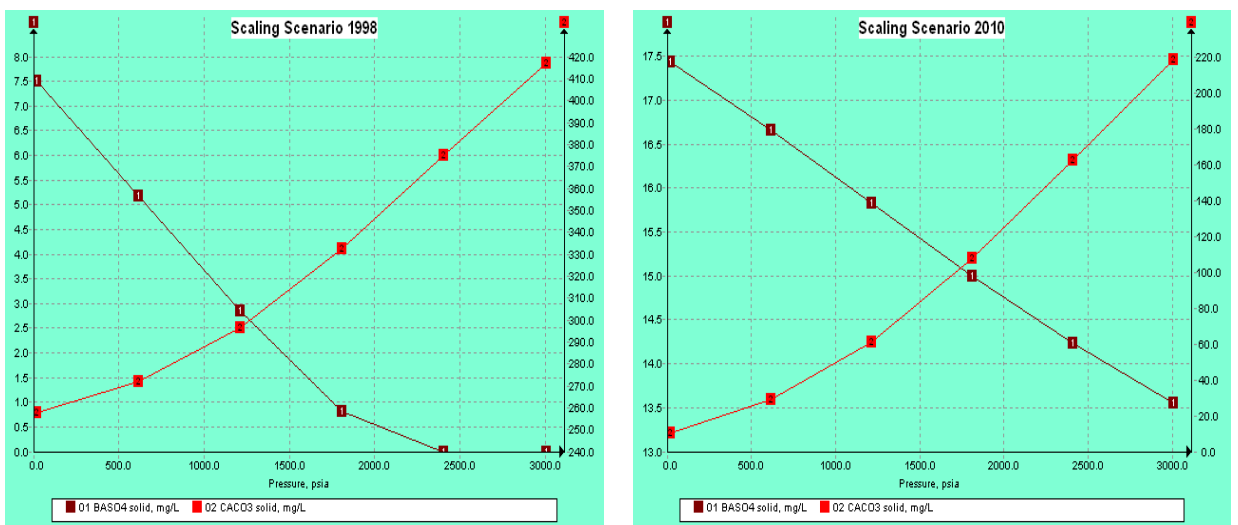


Fuente: ScaleChem.

**Figura B9:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo C9.

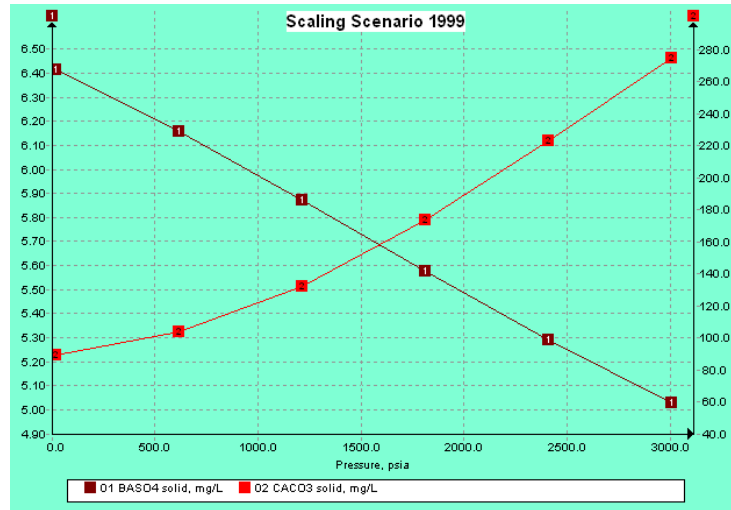


**Figura B10:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo C10.

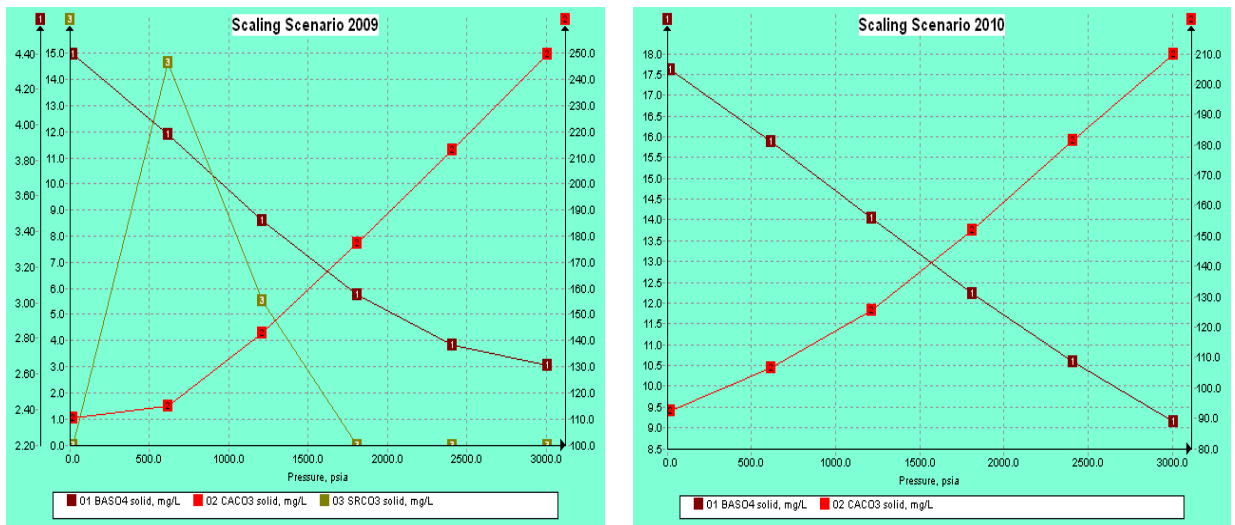


Fuente: ScaleChem.

**Figura B11:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo C11.

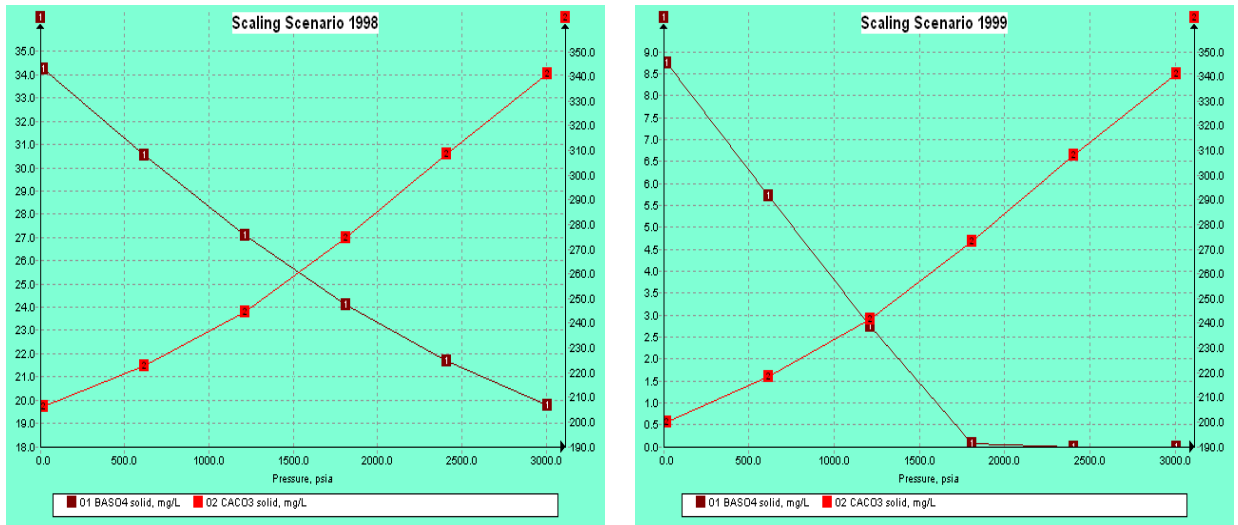


**Figura B12:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo C12.

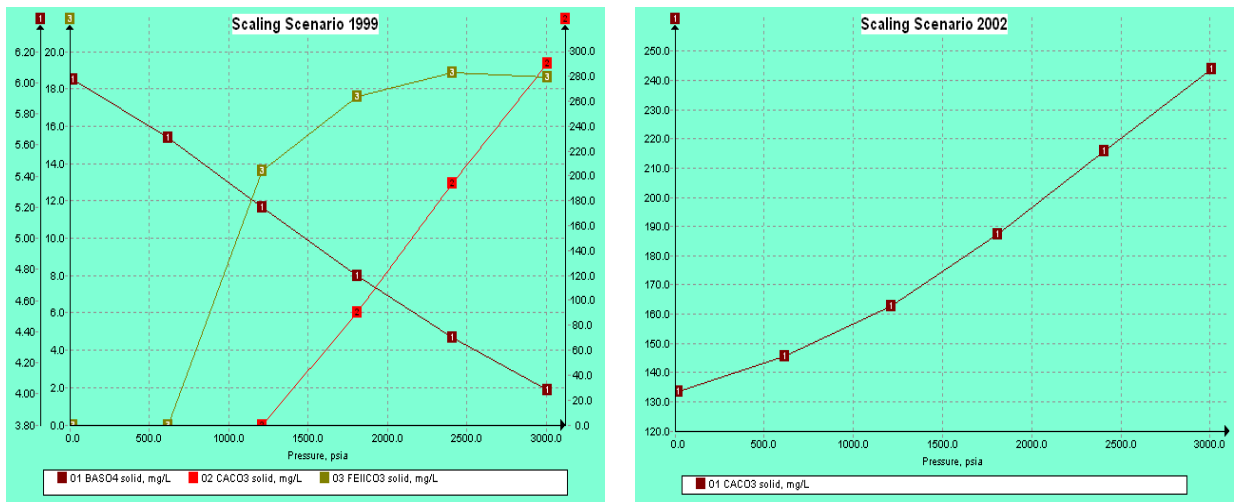


Fuente: ScaleChem.

**Figura B13:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo C13.

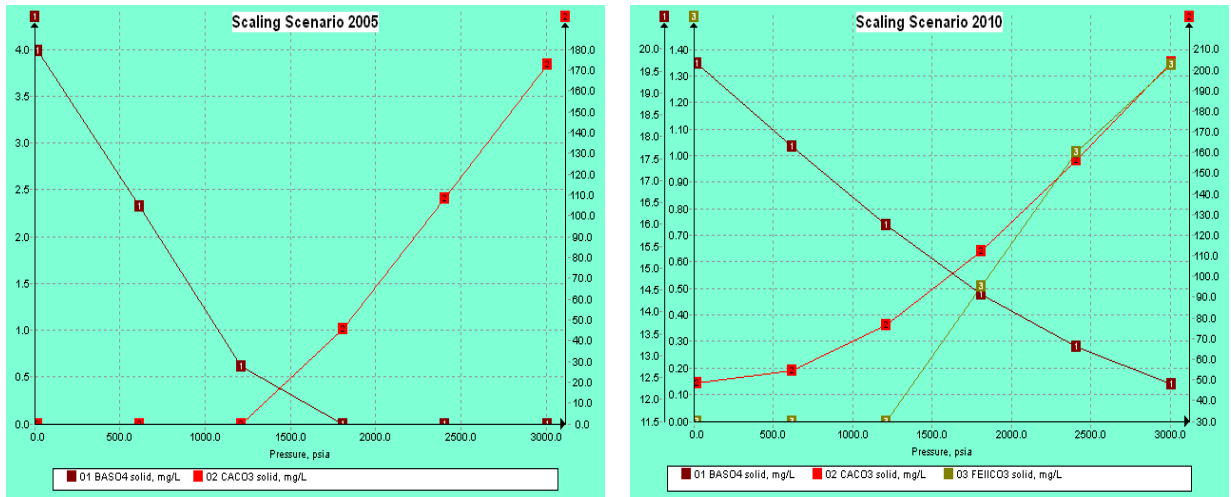


**Figura B14:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo C14

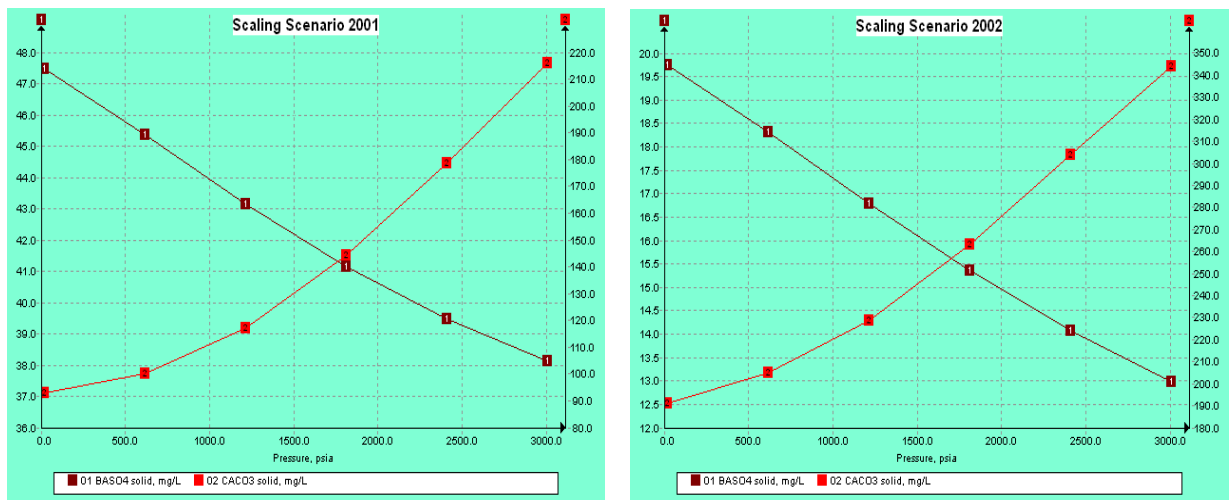


Fuente: ScaleChem.

**Figura B15:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo C15.

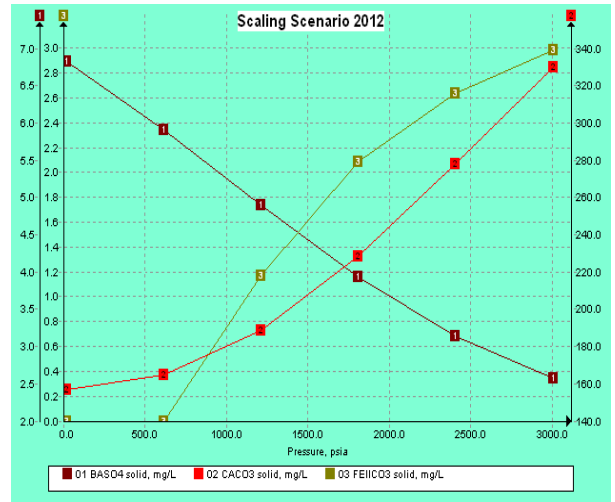
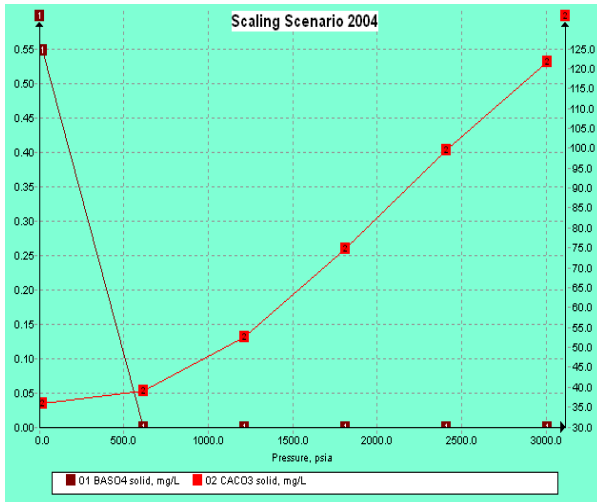


**Figura B16:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo C16.

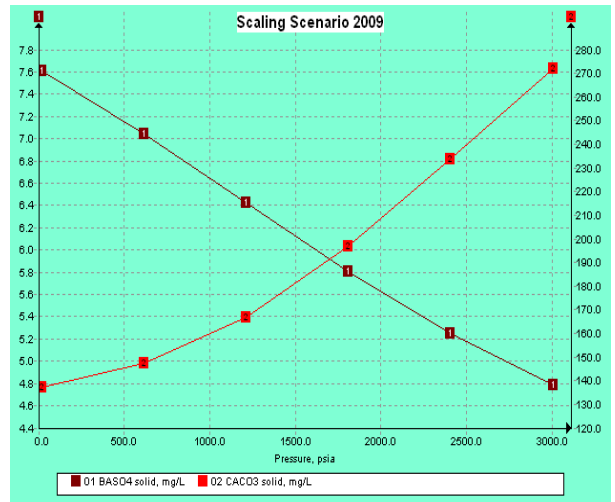
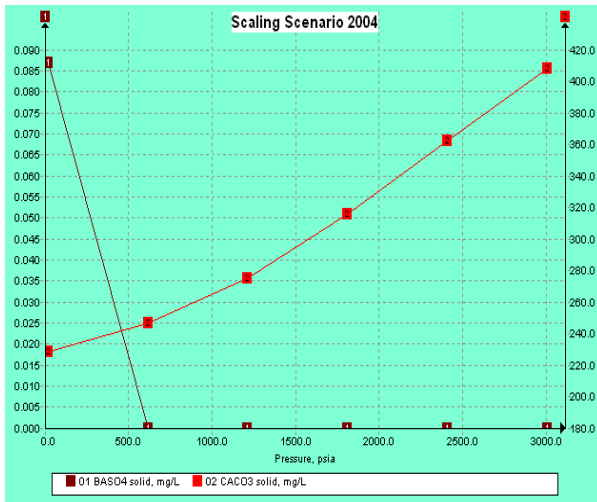


Fuente: ScaleChem.

**Figura B17:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo C17.

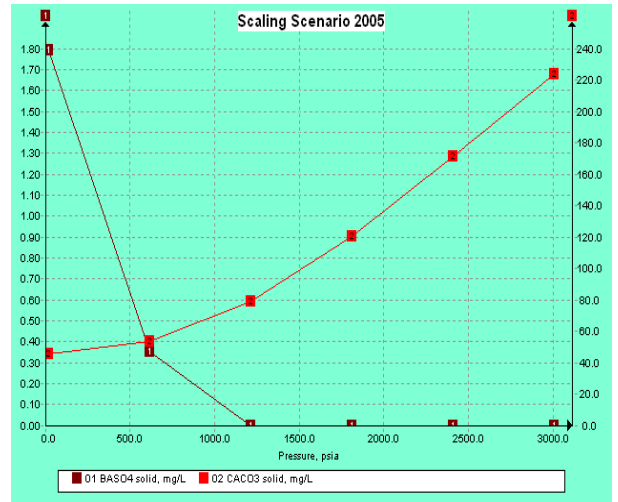
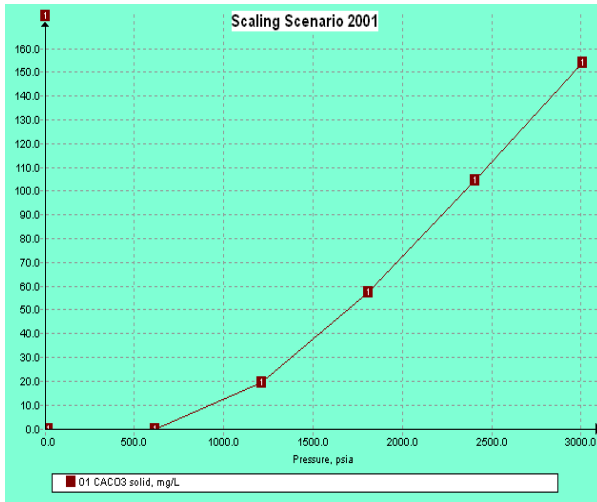


**Figura B18:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo C18.

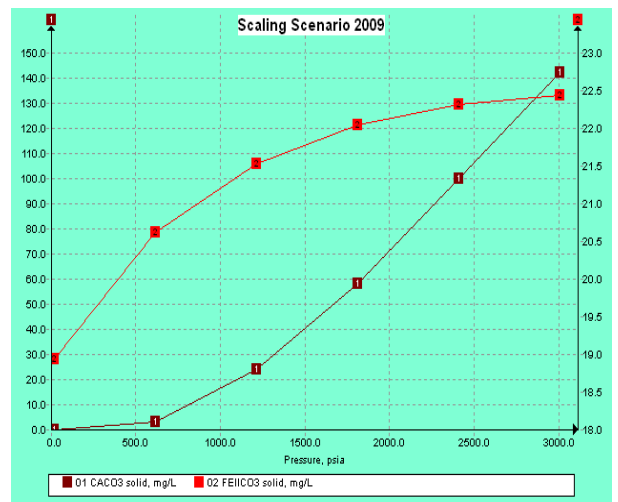
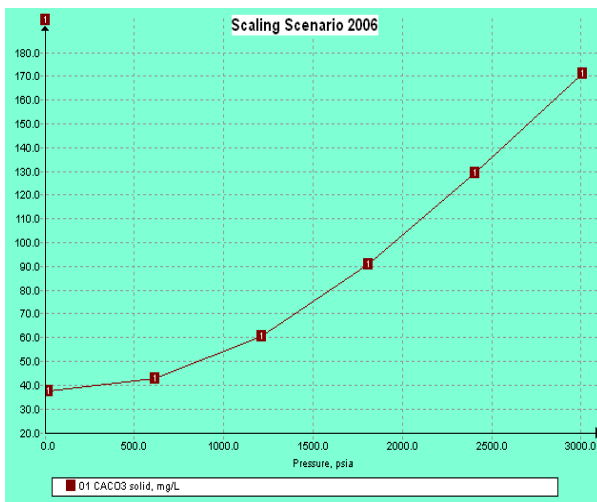


Fuente: ScaleChem.

**Figura B19:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo C19.

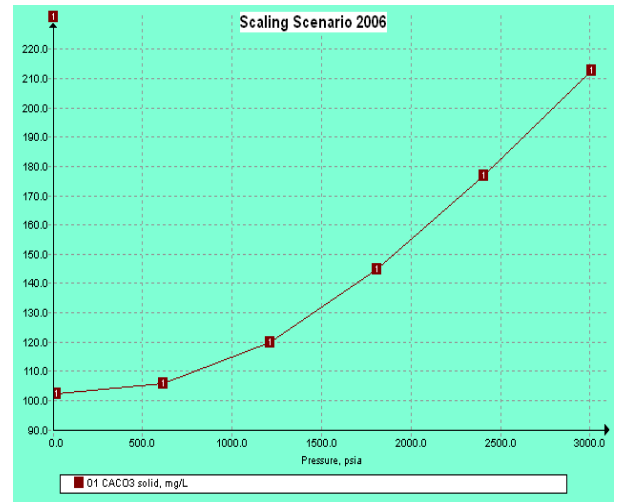
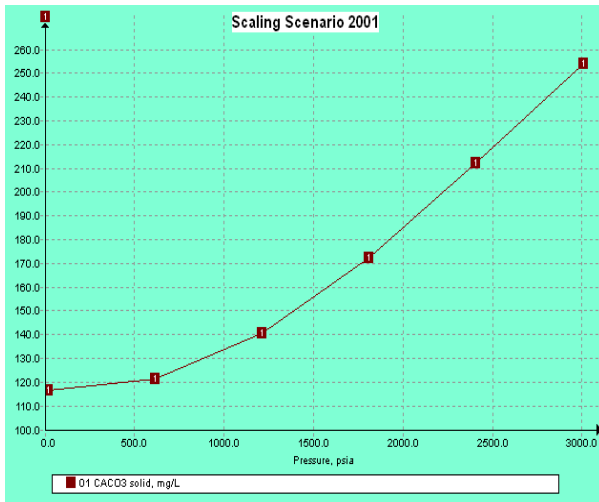


**Figura B20:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo C20.

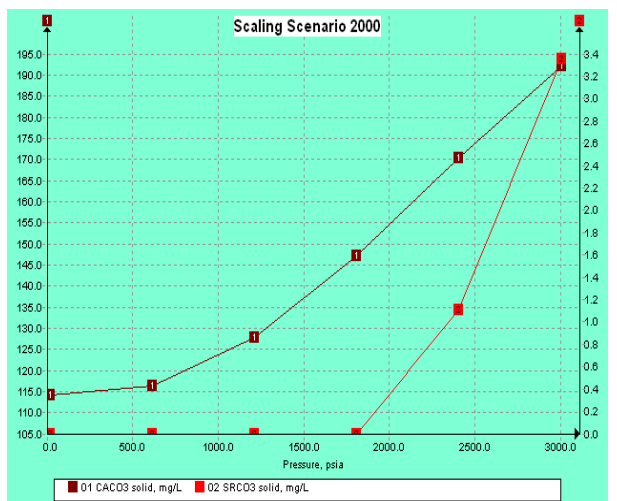
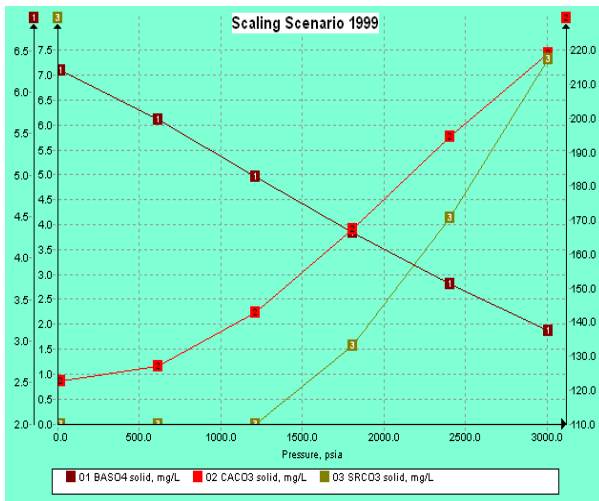


Fuente: ScaleChem.

**Figura B21:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo C21.

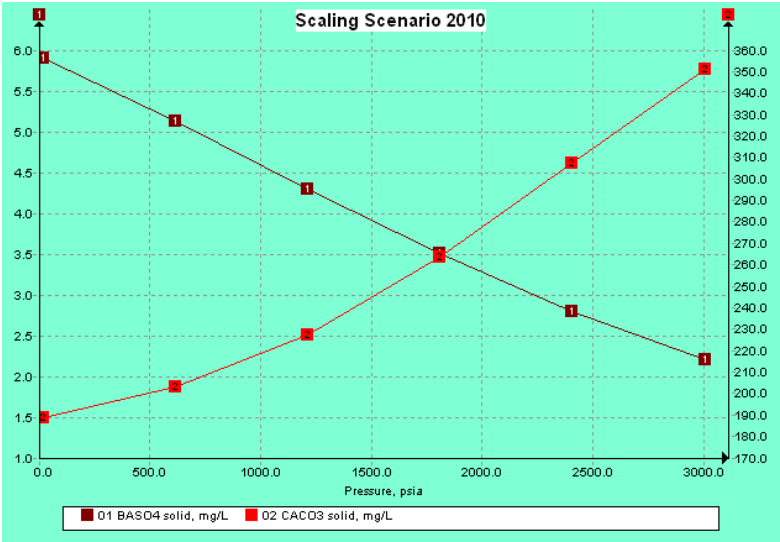
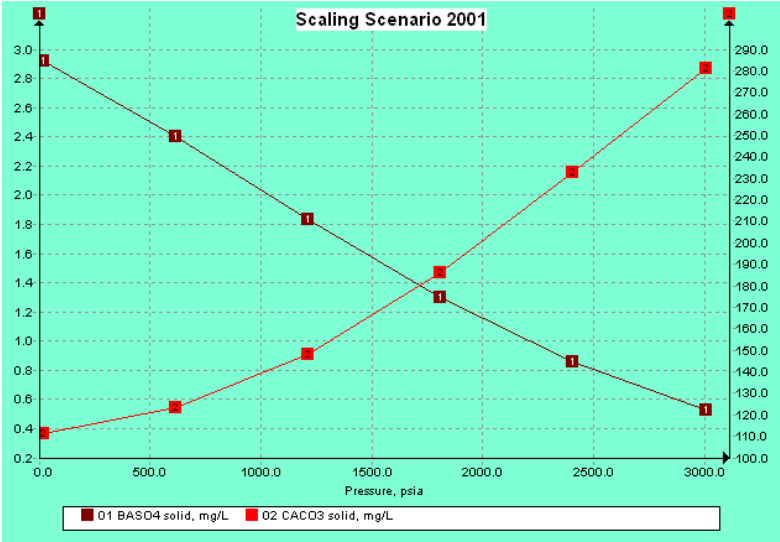


**Figura B22:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo C22.



Fuente: ScaleChem.

**Figura B23:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo C23.



Fuente: Scale Chem.

**Anexo C.** Índice de estabilidad ST y cantidad de CaCO<sub>3</sub> (Como calcita su forma más estable) precipitado en los pozos del campo B a condiciones de superficie y de fondo.

POZO	SUPERFICIE				FONDO			
	T [°F]	P [psi]	ST	lb/kbbls	T [°F]	P [psi]	ST	lb/kbbls
B1	77	14,69	2,8187	24,5	220	3000	10,4245	65
B2	77	14,69	2,6574	49,2	220	3000	13,2493	115,3
B3	77	14,69	3,7039	38,8	220	3000	13,6521	85,8
B4	77	14,69	0,2443	0	220	3000	1,683	24,2
B5	77	14,69	6,8707	59,2	220	3000	22,8775	108,2
B6	77	14,69	2,0685	25,8	220	3000	9,8458	80,9
B7	77	14,69	3,6005	42,7	220	3000	14,1239	96
B8	77	14,69	3,8969	64,9	220	3000	18,1148	135,3
B9	77	14,69	4,549	48,7	220	3000	16,0918	93,6
B10	77	14,69	1,8754	28,2	220	3000	9,7707	94,5
B11	77	14,69	9,0625	84,2	220	3000	27,2239	147,6
B12	77	14,69	1,7182	20,4	220	3000	8,6499	73,6
B13	77	14,69	1,1705	3,2	220	3000	6,4141	64,6
B14	77	14,69	2,3569	35,1	220	3000	11,3329	98,1
B15	77	14,69	1,3947	15,7	220	3000	7,7331	83,9
B16	77	14,69	0,808	0	220	3000	4,452	44,2
B17	77	14,69	1,4733	18,1	220	3000	8,1494	88,9
B18	77	14,69	16,0442	104,4	220	3000	33,3653	162,7
B19	77	14,69	5,9806	74,6	220	3000	23,5775	137,8
B20	77	14,69	0,1616	0	220	3000	1,0047	0,1
B21	77	14,69	17,8003	86,8	220	3000	34,9061	135,4
B22	77	14,69	1,9698	11	220	3000	7,1448	40,9
B23	77	14,69	1,4367	11,6	220	3000	7,3082	62

Anexo D. Scaling Scenario pozos del campo B.

Figura D1: Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo B1.

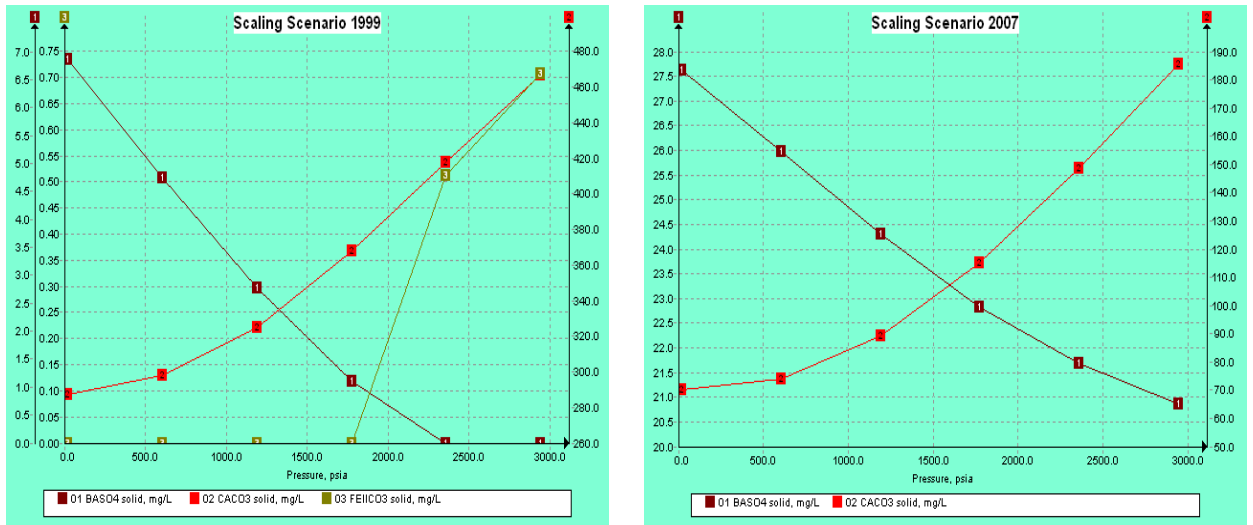
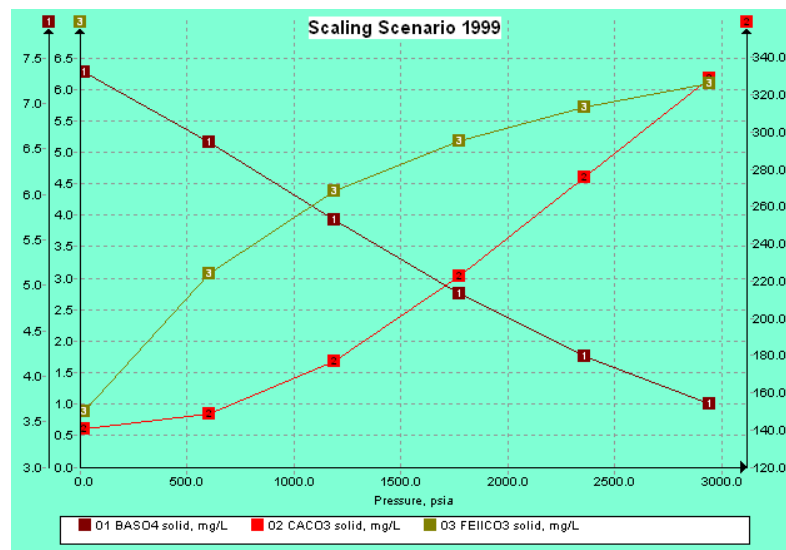
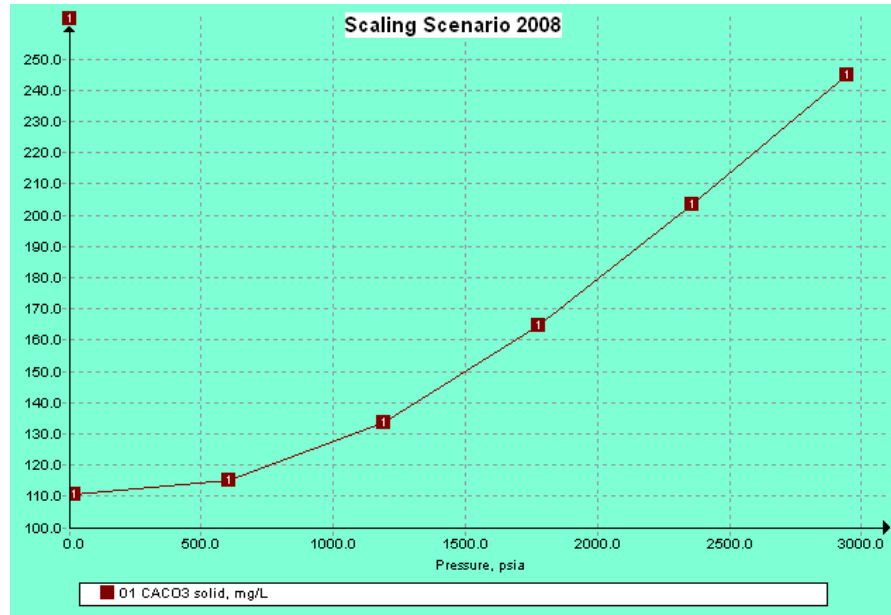


Figura D2: Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo B2.

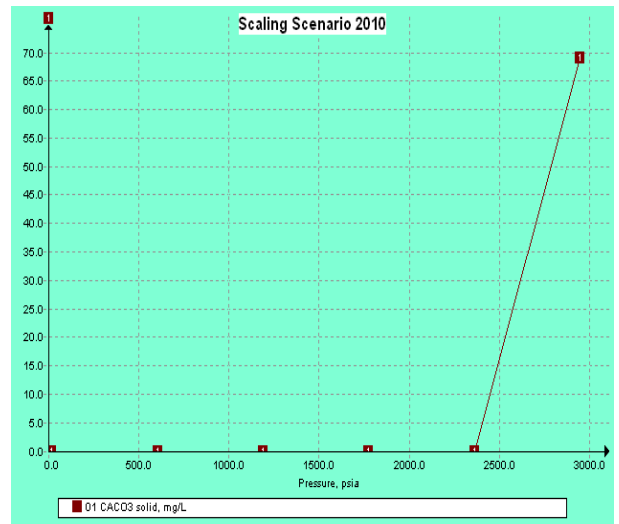
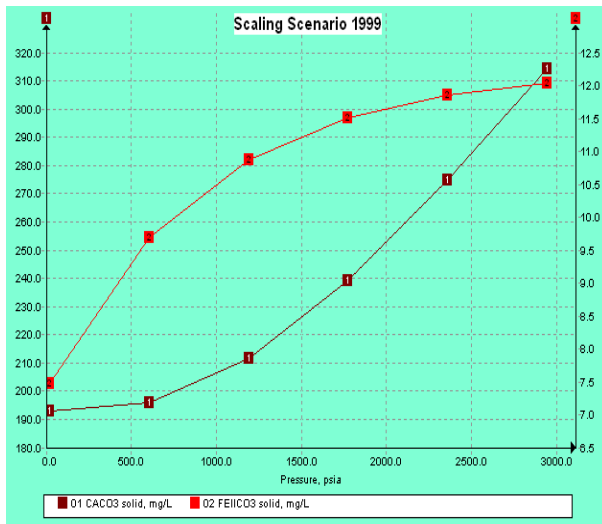


Fuente: ScaleChem.

**Figura D3:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo B3.

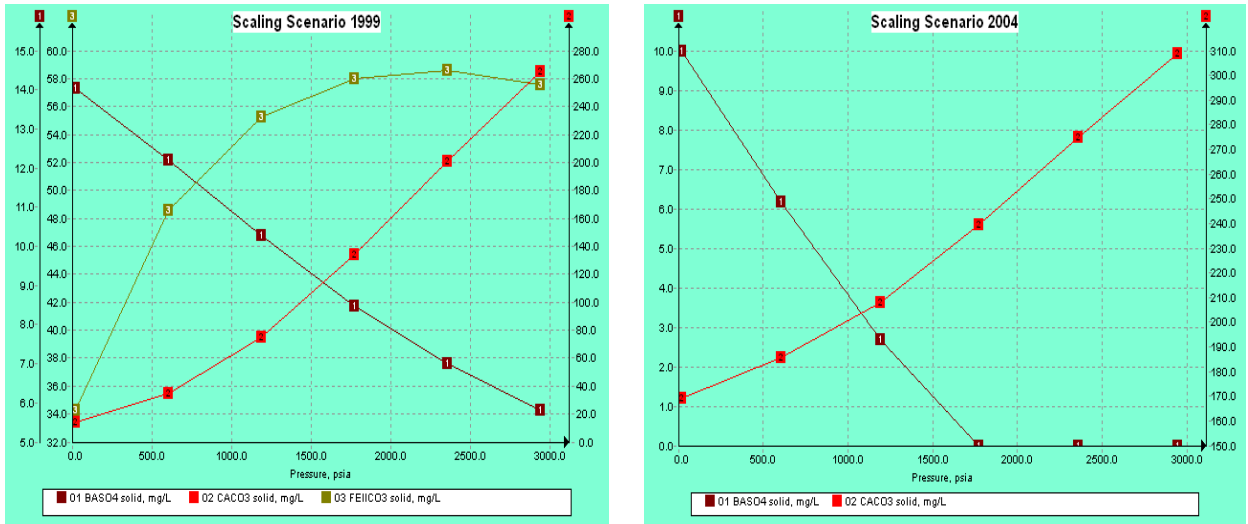


**Figura D4:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo B4

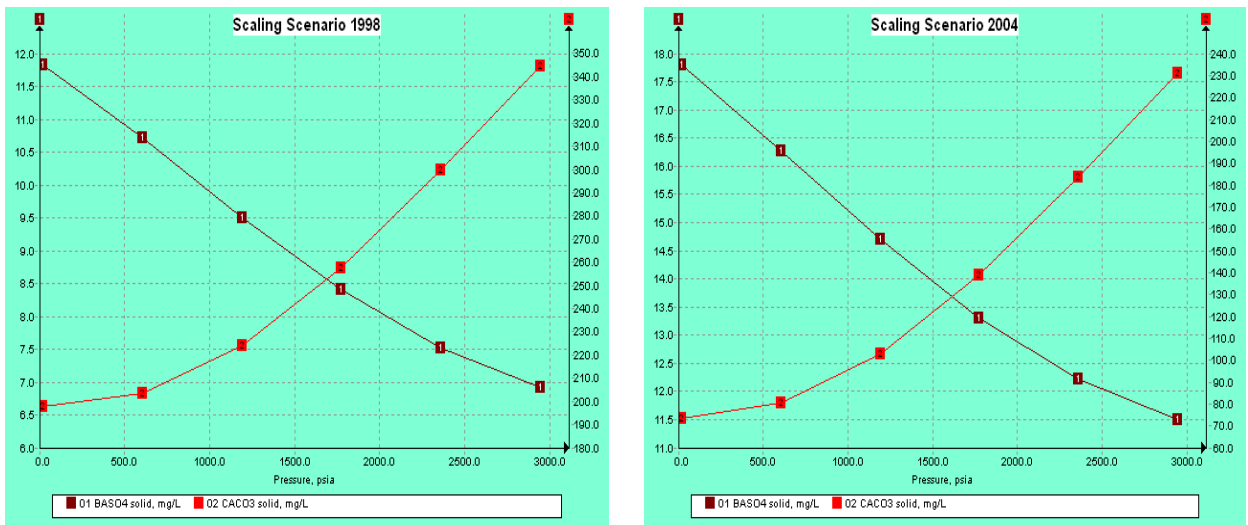


Fuente: ScaleChem.

**Figura D5:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo B5.

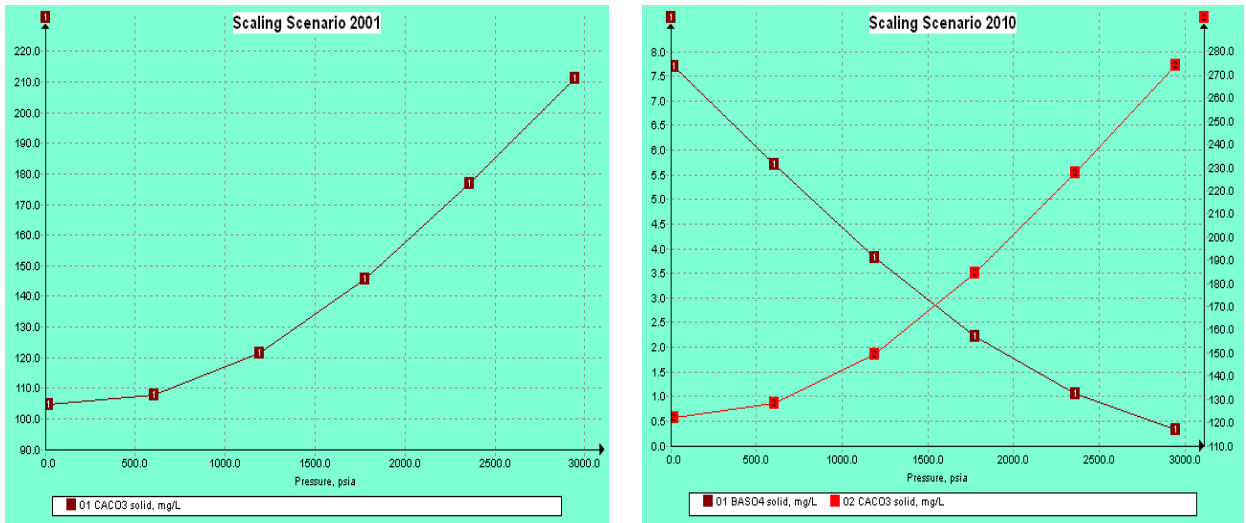


**Figura D6:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo B6.

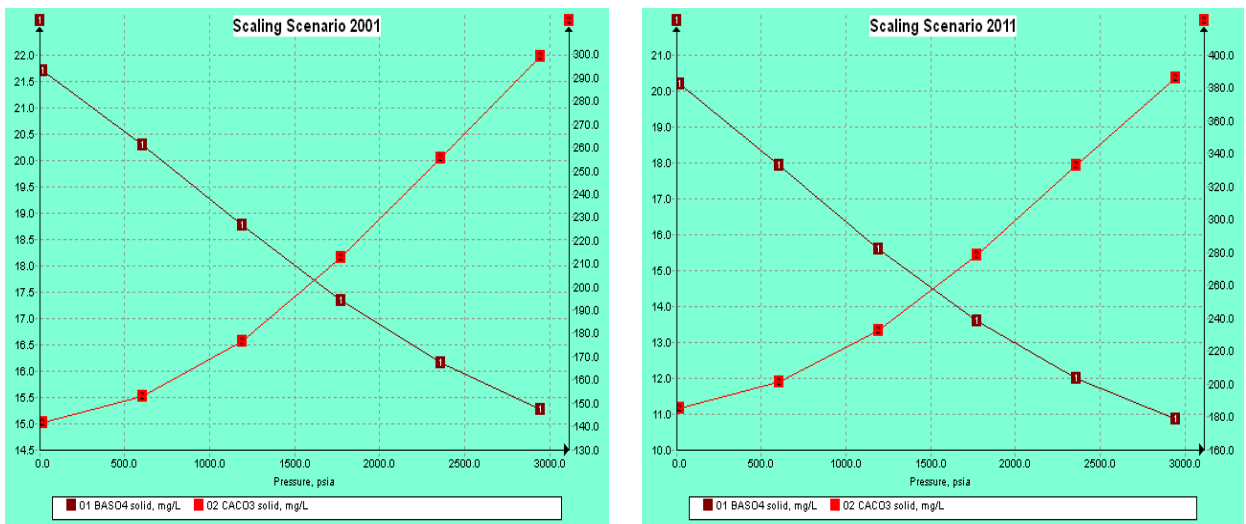


Fuente: ScaleChem.

**Figura D7:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo B7.

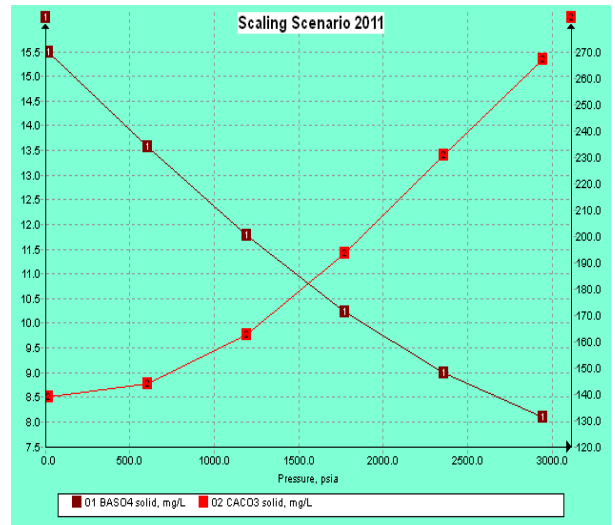
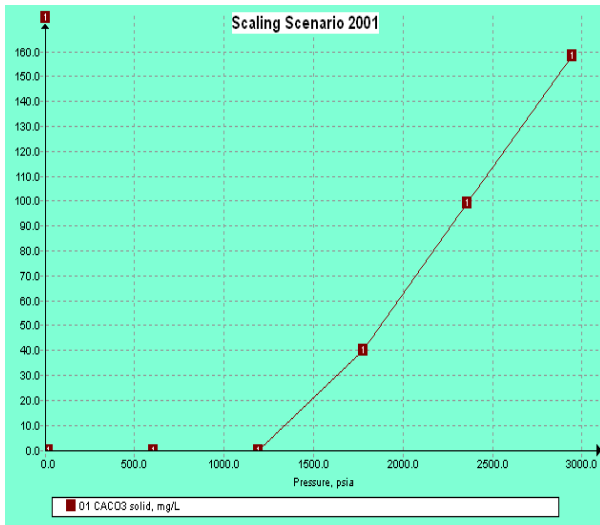


**Figura D8:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo B8.

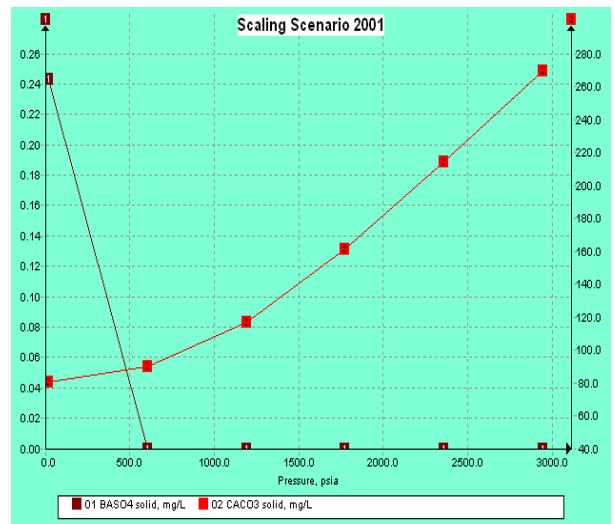
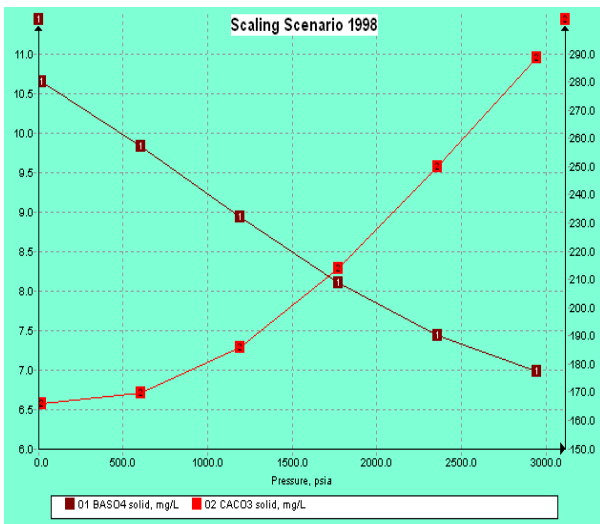


Fuente: ScaleChem.

**Figura D9:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo B9.

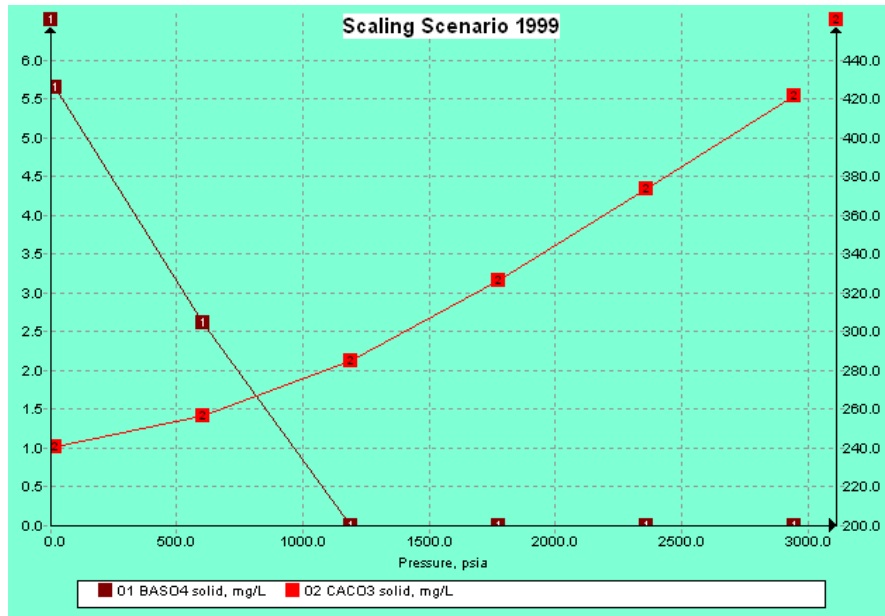


**Figura D10:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo B10.

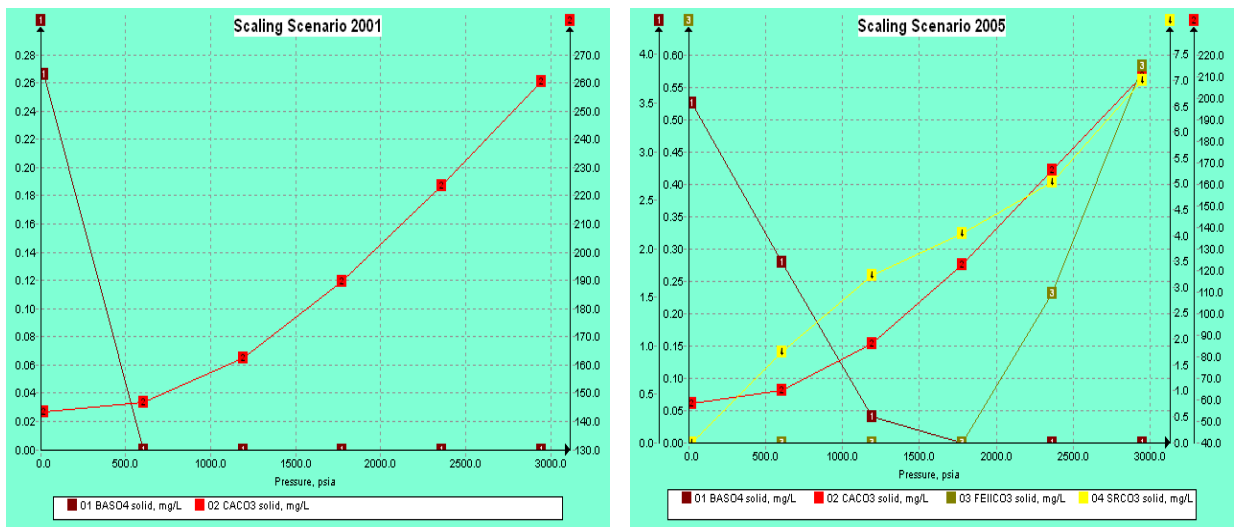


Fuente: ScaleChem.

**Figura D11:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo B11.

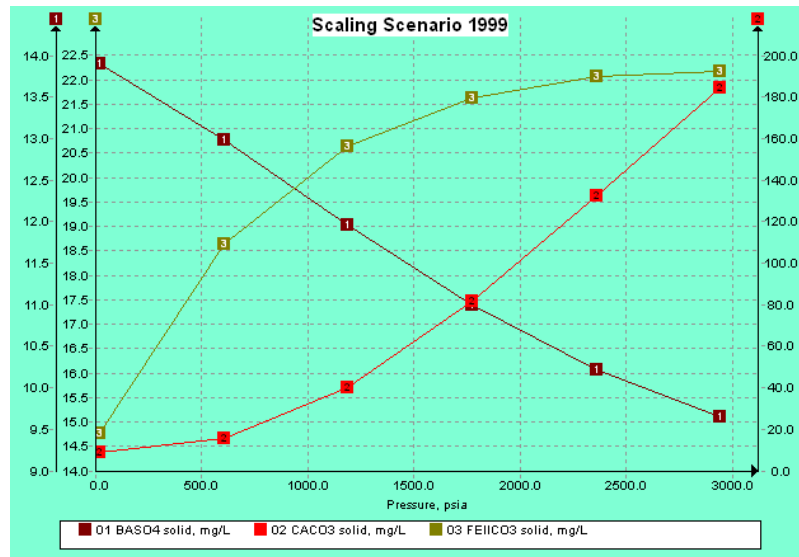


**Figura D12:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo B12.

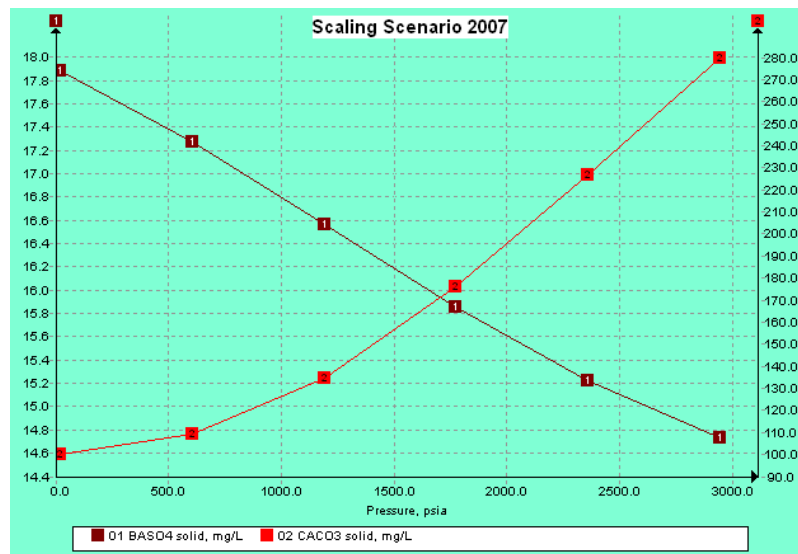


Fuente: ScaleChem.

**Figura D13:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo B13.

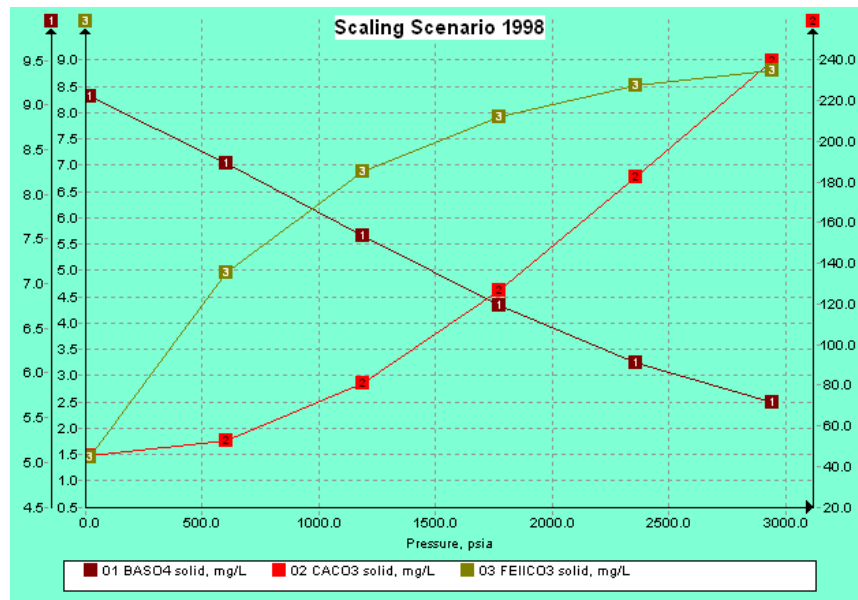


**Figura D14:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo B14.

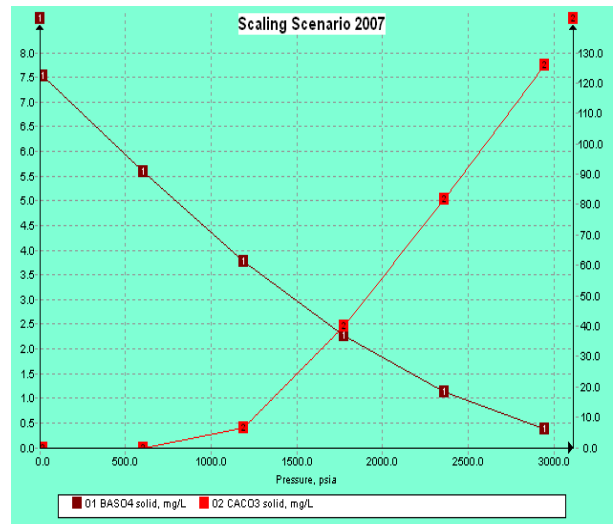
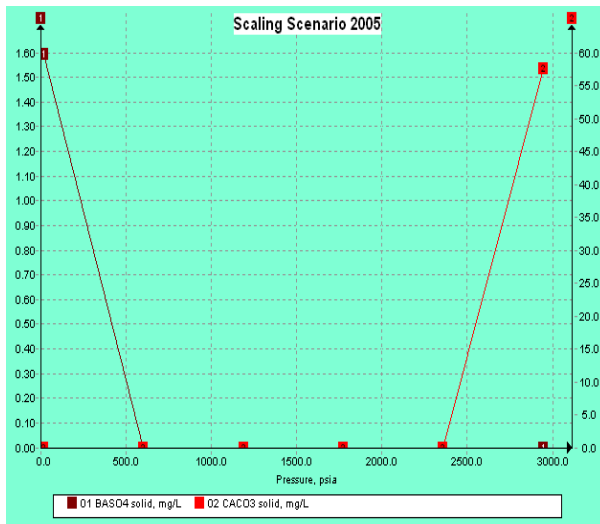


Fuente: ScaleChem.

**Figura D15:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo B15.

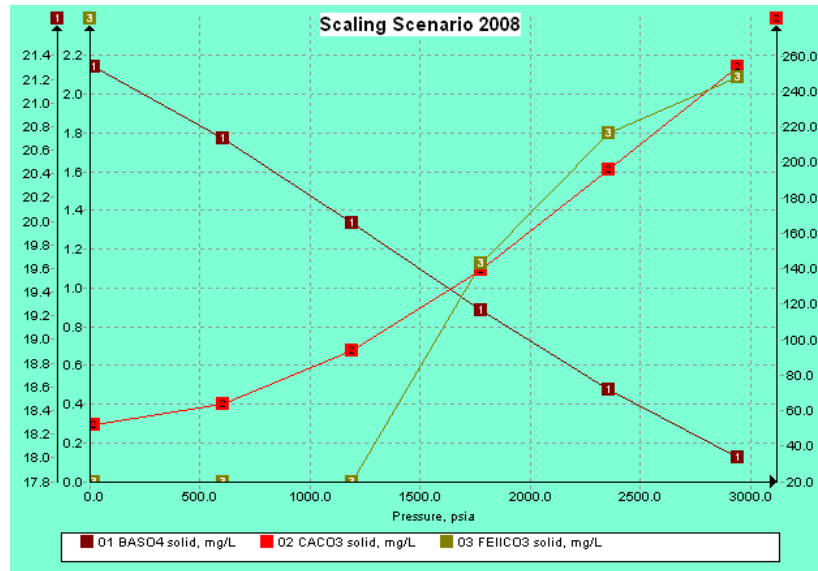


**Figura D16:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo B16.

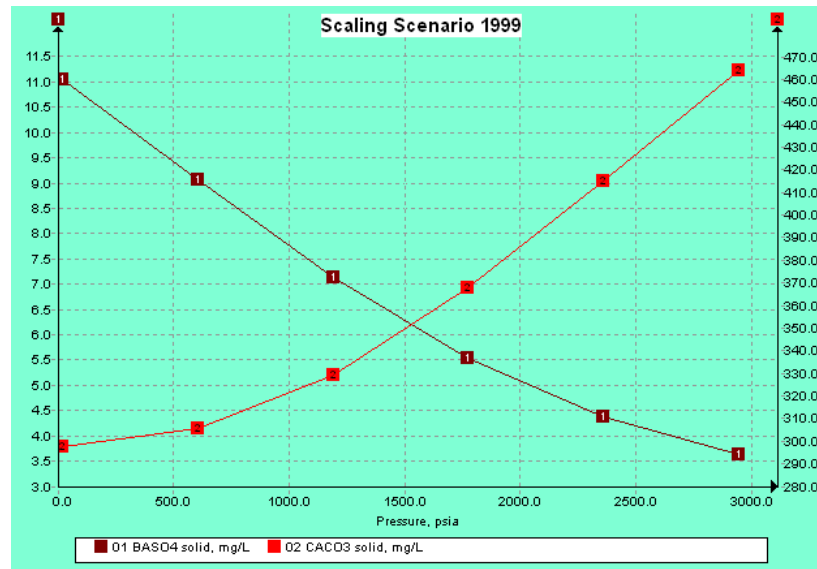


Fuente: ScaleChem.

**Figura D17:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo B17.

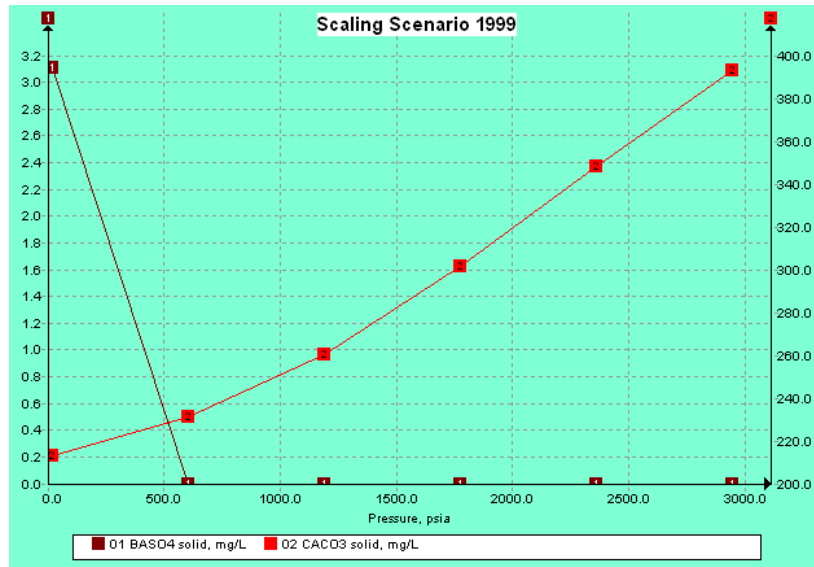


**Figura D18:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo B18.

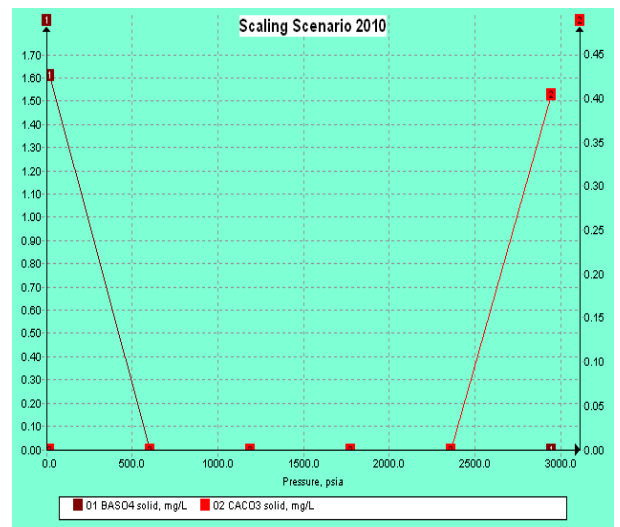
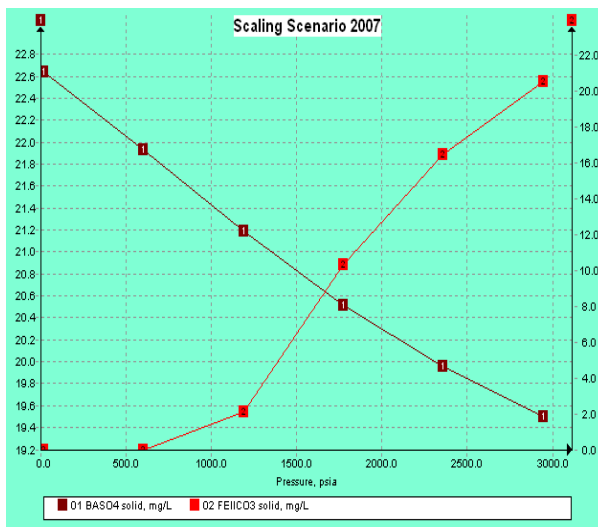


Fuente: ScaleChem.

**Figura D19:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo B19.

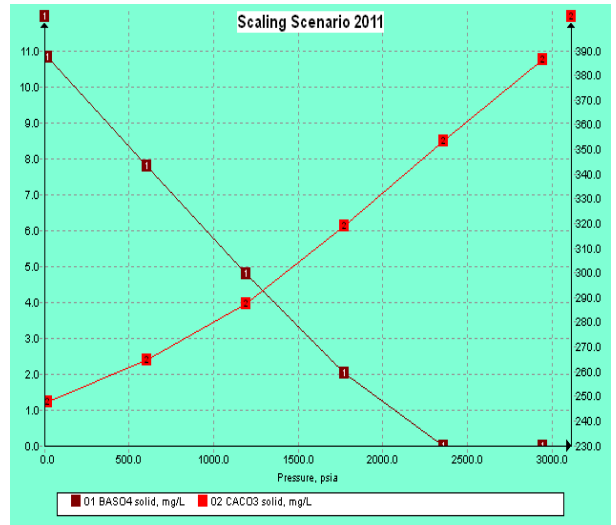
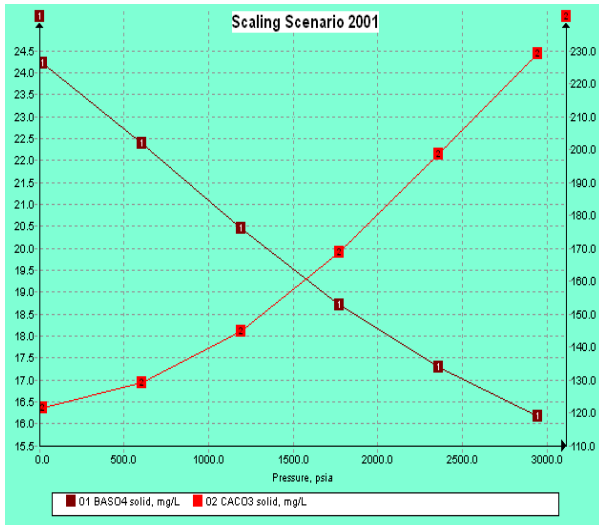


**Figura D20:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo B20.

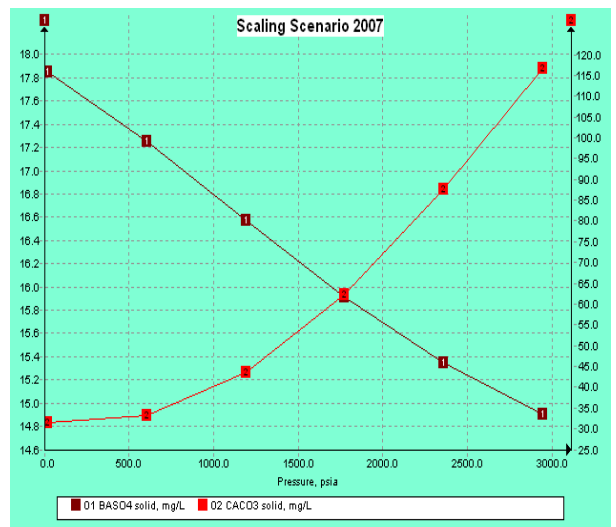
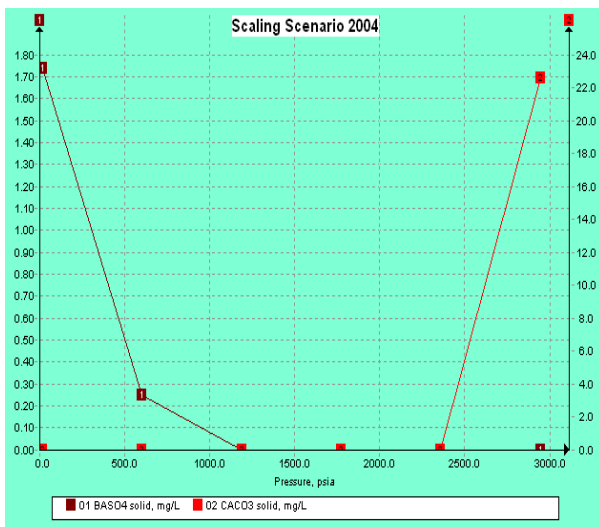


Fuente: ScaleChem.

**Figura D21:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo B21.

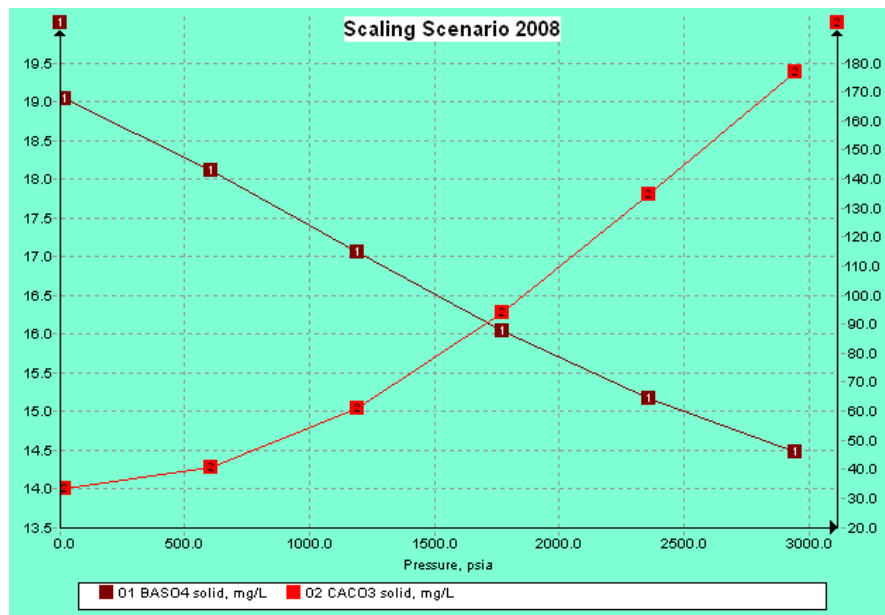
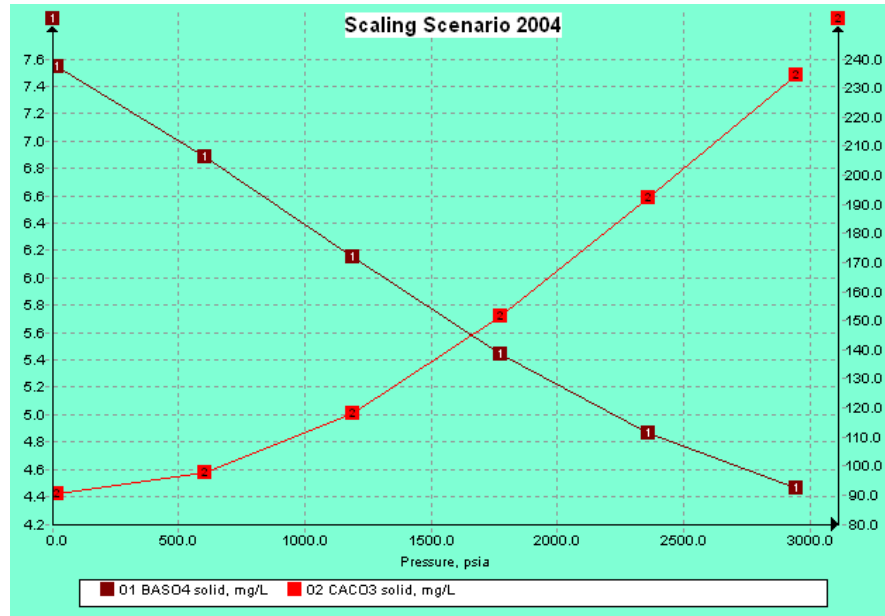


**Figura D22:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo B22.



Fuente: ScaleChem.

**Figura D23:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo B23.



Fuente: Scale Chem.

**Anexo E.** Índice de estabilidad y cantidad de CaCO<sub>3</sub> (Como calcita su forma más estable) precipitado en los pozos del campo P a condiciones de superficie y fondo.

POZO	SUPERFICIE				FONDO			
	T [°F]	P [psi]	ST	lb/kbbls	T [°F]	P [psi]	ST	lb/kbbls
P1	77,0	14,7	3,41	40,9	220	3000	14,35	95,2
P2	77,0	14,7	3,93	45,7	220	3000	15,14	94,2
P3	77,0	14,7	0,89	0	220	3000	5,2	57,1
P4	77,0	14,7	0,1249	0	220	3000	0,72	0
P5	77,0	14,7	0,21	0	220	3000	1,41	17

Anexo F. Scaling Scenario pozos del campo P.

Figura F1: Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo P2

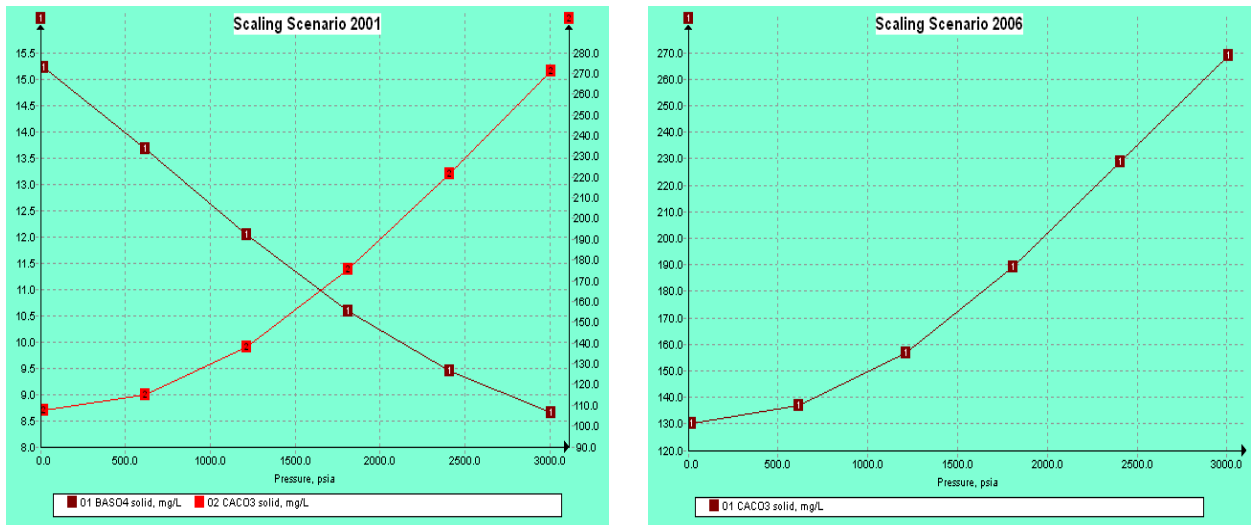
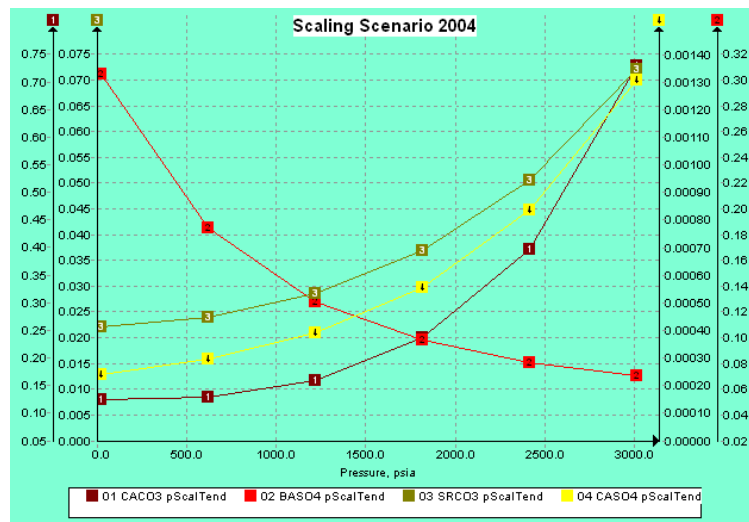
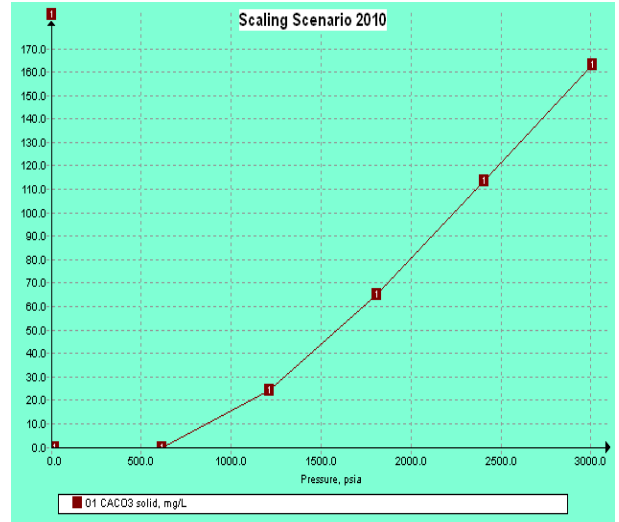
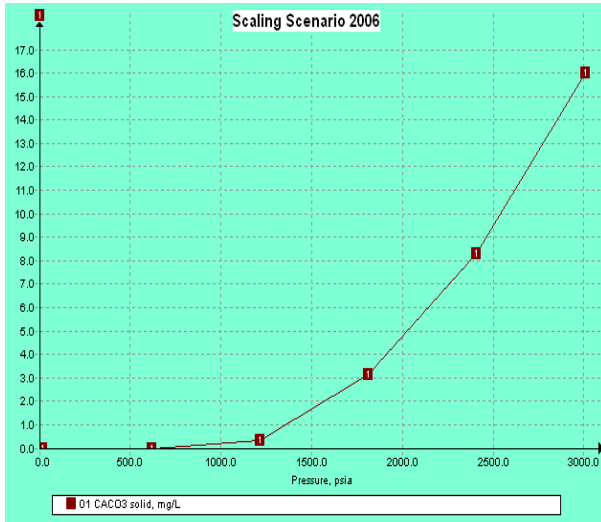


Figura F2: Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo P4

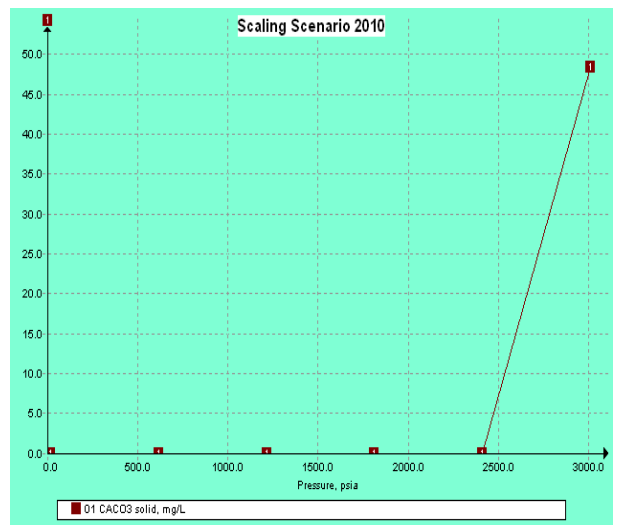
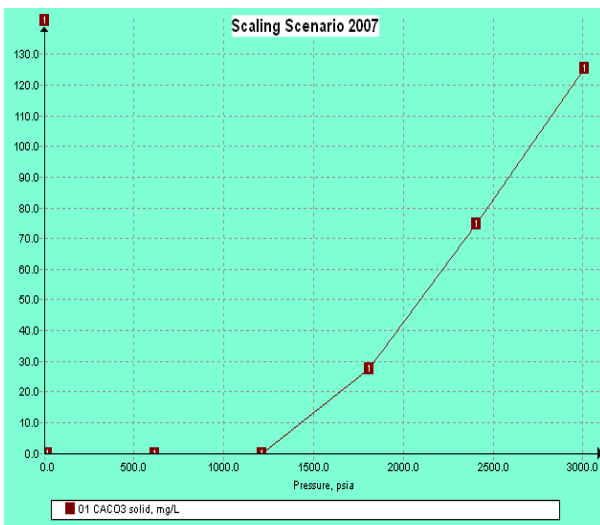


Fuente: Scale Chem.

**Figura F3:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo P3.

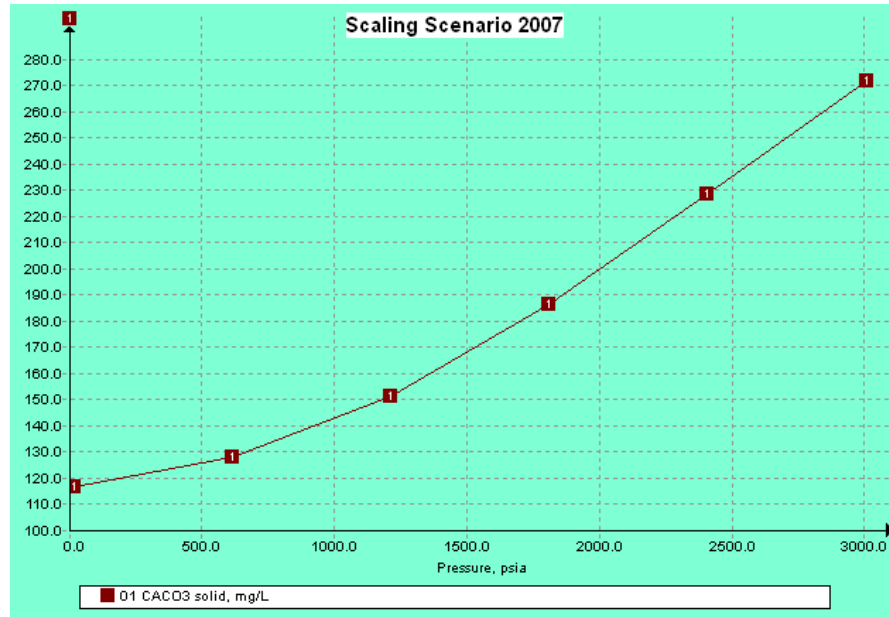


**Figura F4:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo P5.



Fuente: ScaleChem.

**Figura F5:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo P1.



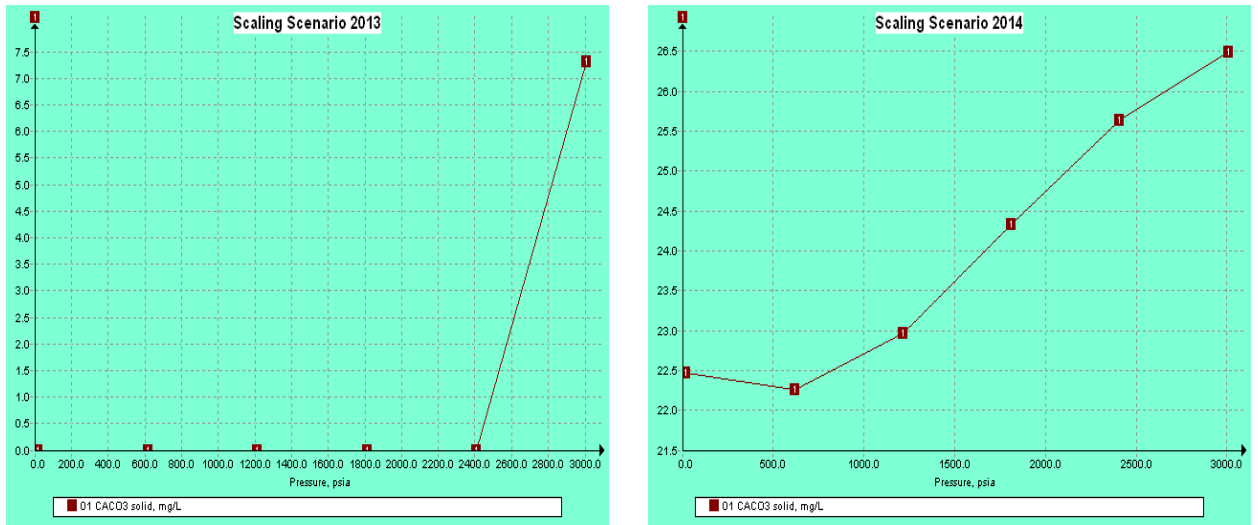
**Fuente:** Scale Chem.

**Anexo G.** Índice de estabilidad y cantidad de  $\text{CaCO}_3$  (Como calcita su forma más estable) precipitado en los pozos de HOCOL a condiciones de superficie y fondo.

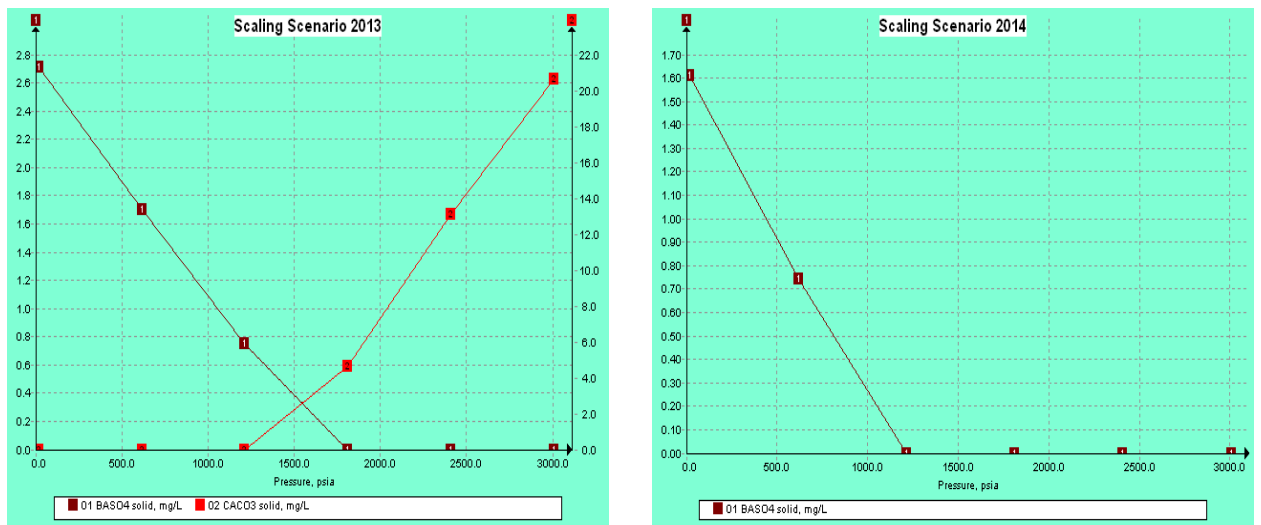
POZO	SUPERFICIE				FONDO			
	T [°F]	P [psi]	ST	lb/kbbls	T [°F]	P [psi]	ST	lb/kbbls
H1	77	14,69	0,441	0	220	3000	1,9856	3,9
H2	77	14,69	5,7894	146,2	220	3000	30,9141	245,6
H3	77	14,69	5,8762	37,9	220	3000	18,6077	77,3
H4	77	14,69	4,1038	7,9	220	3000	6,0239	9,3
H5	77	14,69	0	0	220	3000	0	0
H6	77	14,69	0,9584	0	220	3000	3,1461	5,9
H7	77	14,69	1,0958	0,5	220	3000	2,8553	4,3
H8	77	14,69	0,1371	0	220	3000	0,6748	0
H9	77	14,69	1,3298	1,6	220	3000	3,3208	5,1
H10	77	14,69	0,0648	0	220	3000	0,3283	0

**Anexo H. Scaling Scenario pozos HOCOL.**

**Figura H1:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo H4.

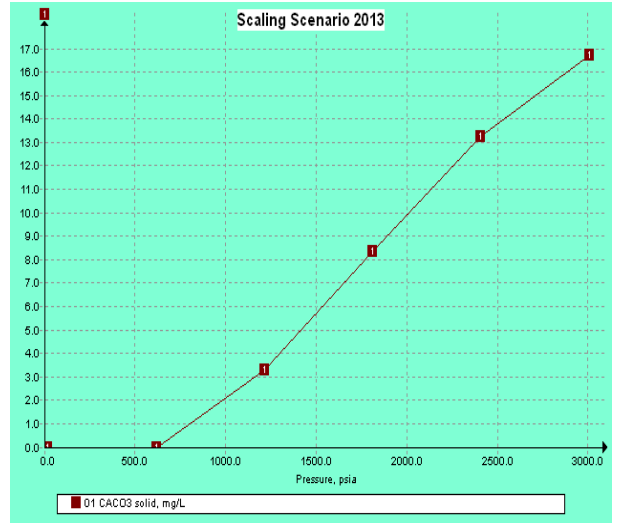
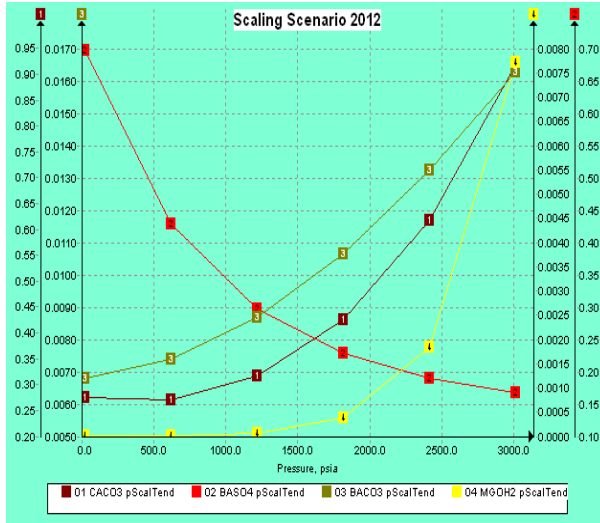


**Figura H2:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo H5.

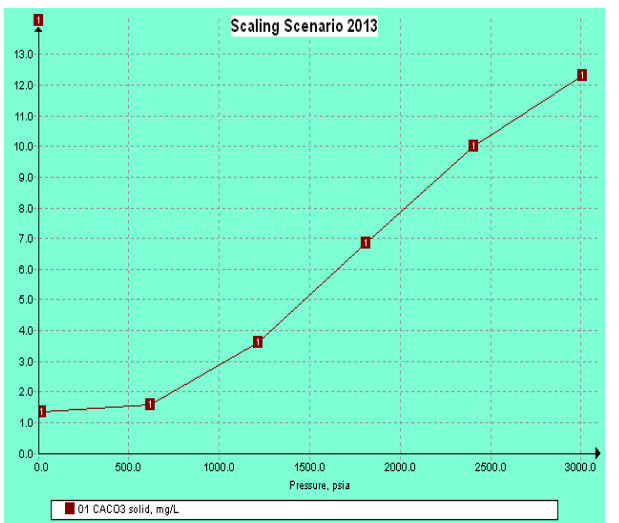
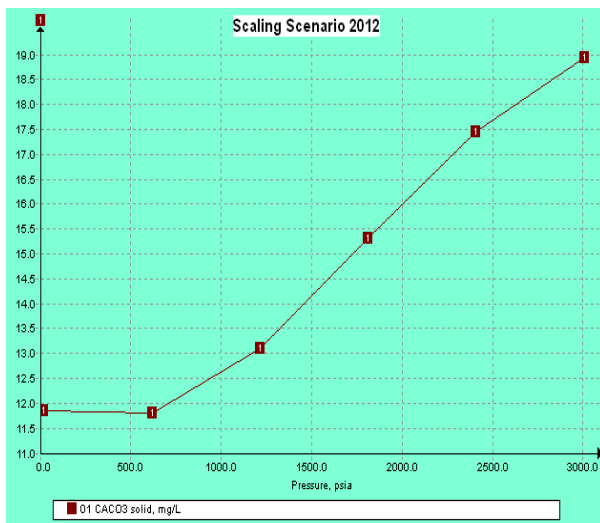


**Fuente:** ScaleChem.

**Figura H3:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo H6.

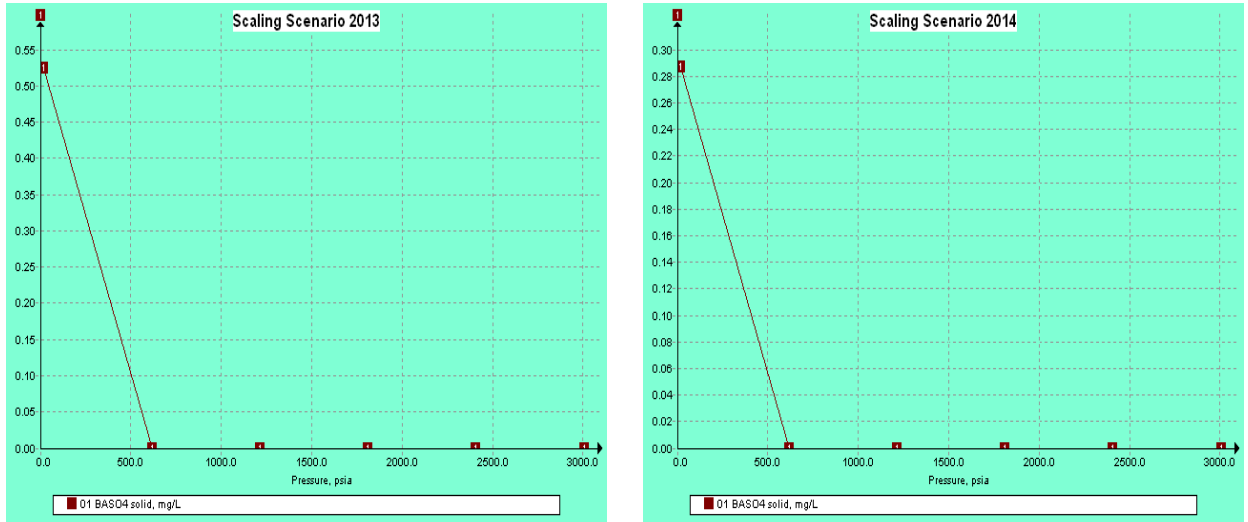


**Figura H4:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo H7.

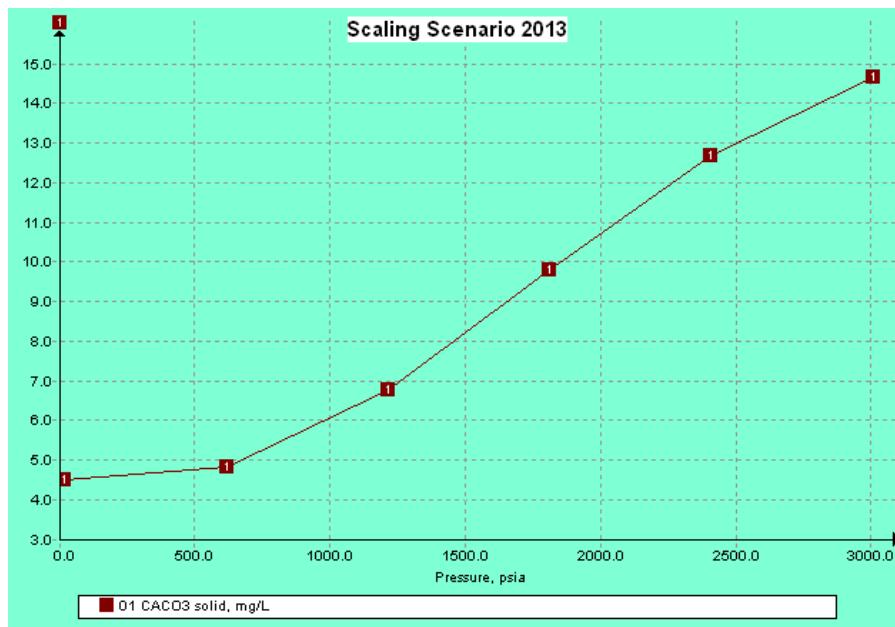


Fuente: ScaleChem.

**Figura H5:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo H8.

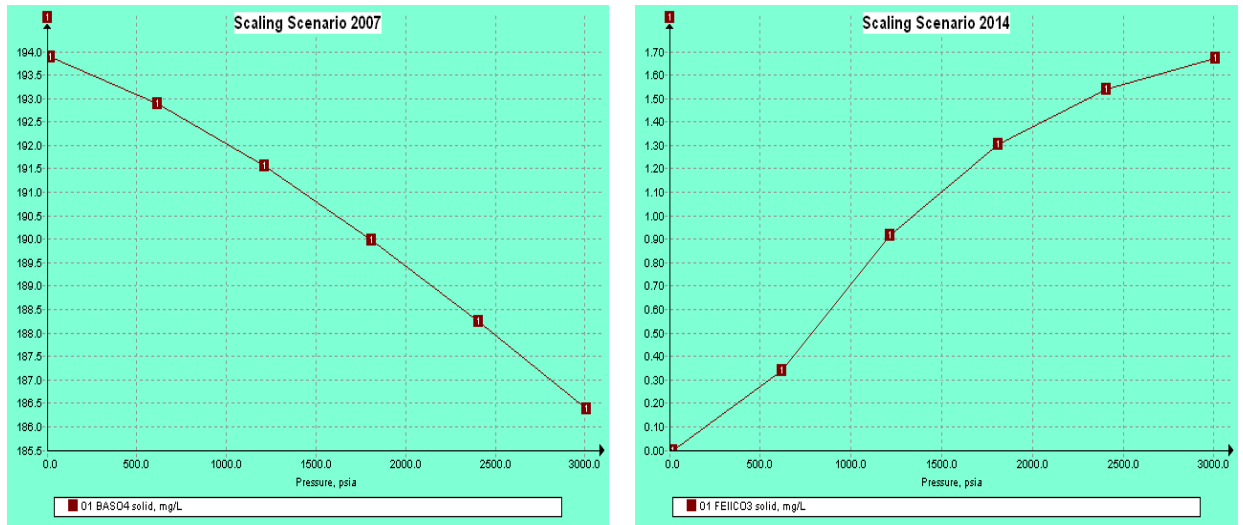


**Figura H6:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo H9.

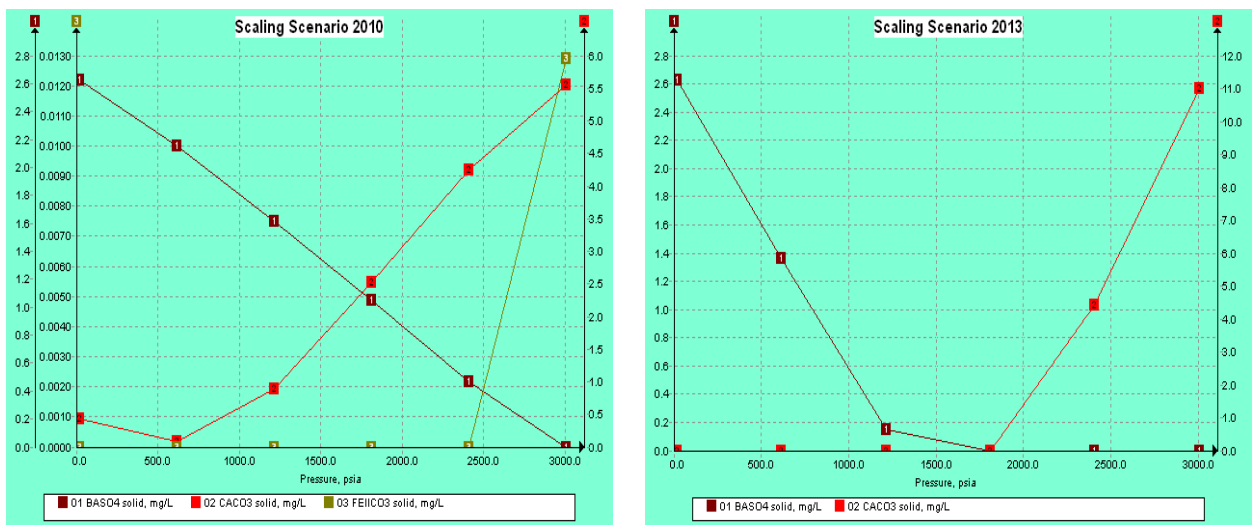


Fuente: Scale Chem.

**Figura H7:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo H10.

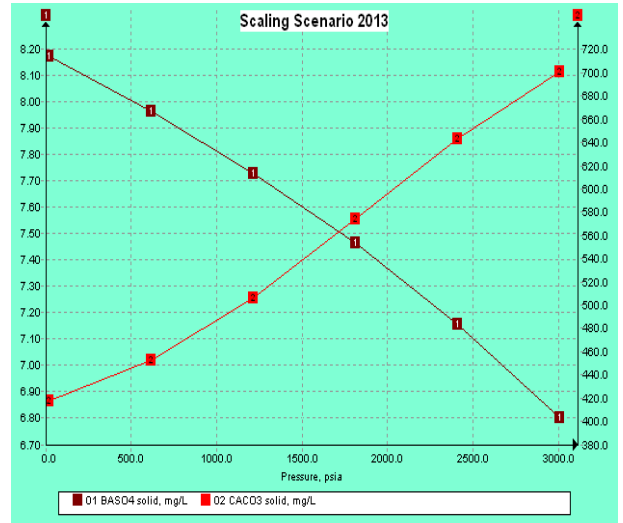
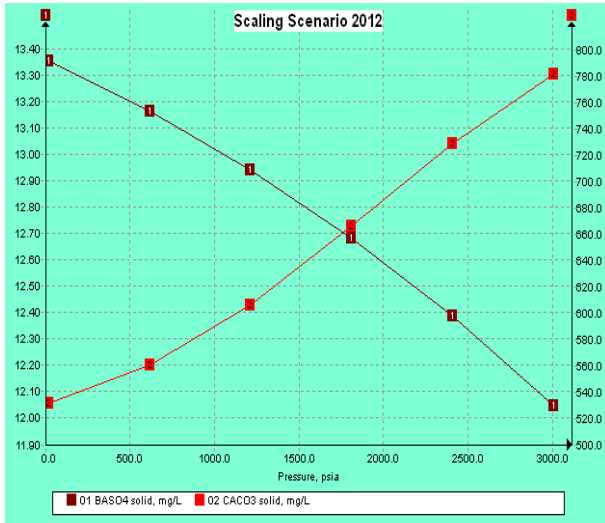


**Figura H8:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo H1.

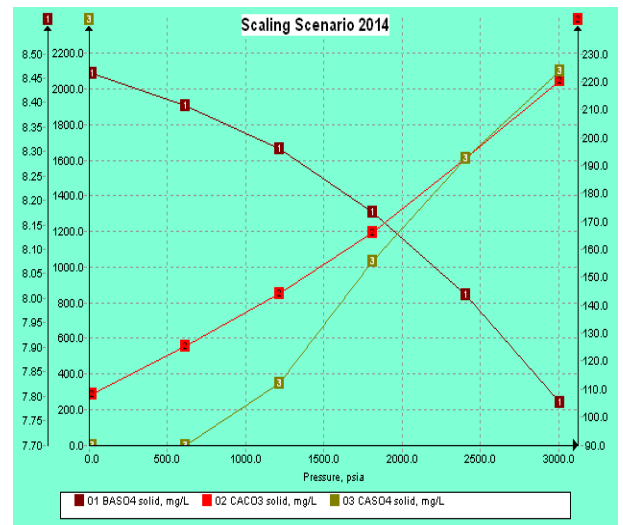
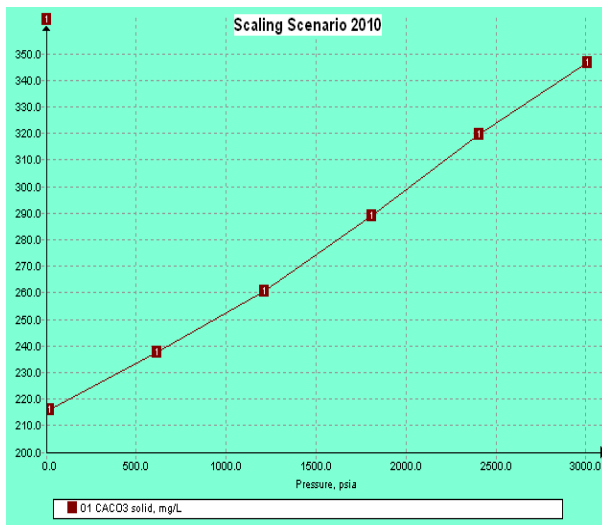


Fuente: Scale Chem.

**Figura H9:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo H2.



**Figura H10:** Simulación del registro físico-químico más antiguo y más reciente del pozo H3.



Fuente: ScaleChem.

**Anexo I. Índice de estabilidad y cantidad de BaSO<sub>4</sub> (Como barita) precipitado en campo C a condiciones de superficie y fondo.**

POZO	SUPERFICIE				FONDO			
	T [°F]	P [psi]	ST	lb/kbbls	T [°F]	P [psi]	ST	lb/kbbls
C1	77	14,69	0,67	0	220	3000	0,13	0
C2	77	14,69	8,78	4,2	220	3000	1,82	2
C3	77	14,69	11,95	6	220	3000	2,15	3,2
C4	77	14,69	23	4,8	220	3000	5,74	3,9
C5	77	14,69	5,22	3	220	3000	1,06	0,4
C6	77	14,69	4,93	2,4	220	3000	1,06	0,5
C7	77	14,69	11,24	4,3	220	3000	2,65	2,9
C8	77	14,69	16,32	6,1	220	3000	3,92	4,7
C9	77	14,69	2,03	20	220	3000	0,065	0
C10	77	14,69	13,67	2,2	220	3000	2,89	1,5
C11	77	14,69		0	220	3000		0
C12	77	14,69	9,04	6,2	220	3000	1,92	3,2
C13	77	14,69	3,09	31	220	3000	0,63	0
C14	77	14,69	0,48	0	220	3000	0,11	0
C15	77	14,69	15,01	6,9	220	3000	2,97	4,3
C16	77	14,69	11,53	6,9	220	3000	2,58	4,6
C17	77	14,69	6,43	2,4	220	3000	1,21	0,9
C18	77	14,69	9,78	2,7	220	3000	2,2	1,7
C19	77	14,69	1,82	0	220	3000	0,01	0
C20	77	14,69	0	0	220	3000	0	0
C21	77	14,69	0	0	220	3000	0	0
C22	77	14,69	0,48	0	220	3000	0,09	0
C23	77	14,69	5,64	2,1	220	3000	1,3	0,8

**Anexo J.** Índice de estabilidad y cantidad de BaSO<sub>4</sub> (Como barita) precipitado en los pozos del campo B a condiciones de superficie y fondo.

POZO	SUPERFICIE				FONDO			
	T	P	ST	lb/kbbls	T	P	ST	lb/kbbls
	[°F]	[psi]			[°F]	[psi]		
B1	77	14,69	27,0612	9,7	220	3000	5,6206	7,3
B2	77	14,69	8,2641	2,6	220	3000	1,4562	1,3
B4	77	14,69	0,6323	0	220	3000	0,1354	0
B5	77	14,69	2,9807	3,5	220	3000	0,6312	0
B6	77	14,69	14,1491	6,2	220	3000	2,8191	4
B7	77	14,69	4,2214	2,7	220	3000	0,8343	0,1
B8	77	14,69	9,9884	7,1	220	3000	1,9686	3,8
B9	77	14,69	10,8277	5,4	220	3000	2,0211	2,8
B10	77	14,69	1,0487	0,1	220	3000	0,1987	0
B11	77	14,69	2,2542	2	220	3000	0,4825	0
B12	77	14,69	2,5385	1,2	220	3000	0,4903	0
B13	77	14,69	15,2457	4,9	220	3000	2,9674	3,4
B14	77	14,69	27,0013	6,3	220	3000	5,141	5,2
B15	77	14,69	11,1391	3,2	220	3000	2,0701	2
B16	77	14,69	4,6281	2,6	220	3000	0,9254	0,1
B17	77	14,69	32,9537	7,5	220	3000	6,2469	6,3
B18	77	14,69	6,0846	3,9	220	3000	1,1203	1,3
B19	77	14,69	1,5481	1,1	220	3000	0,3127	0
B20	77	14,69	1,5828	0,6	220	3000	0,3394	0
B21	77	14,69	3,6027	3,8	220	3000	0,7125	0
B22	77	14,69	30,0963	6,3	220	3000	6,5893	5,2
B23	77	14,69	20,7812	6,7	220	3000	4,2046	5,1

**Anexo K.** Índice de estabilidad y cantidad de BaSO<sub>4</sub> (Como barita) precipitado en los pozos de HOCOL a condiciones de superficie y de fondo.

POZO	SUPERFICIE				FONDO			
	T	P	ST	lb/kbbls	T	P	ST	lb/kbbls
	[°F]	[psi]			[°F]	[psi]		
H1	77	14,69	2,5429	0,9	220	3000	0,4695	0
H2	77	14,69	26,089	2,9	220	3000	4,749	2,4
H3	77	14,69	146,7206	3	220	3000	32,8472	2,7
H4	77	14,69	0,6811	0	220	3000	0,1093	0
H5	77	14,69	2,1868	0,6	220	3000	0,611	0
H6	77	14,69	0,4035	0	220	3000	0,0724	0
H7	77	14,69	0,4292	0	220	3000	0,0783	0
H8	77	14,69	1,24	0,1	220	3000	0,3014	0
H9	77	14,69	0,7865	0	220	3000	0,1345	0
H10	77	14,69	0,962	0	220	3000	0,2489	0

**Anexo L.** Índice de estabilidad y cantidad de FeCO<sub>3</sub> (Como siderita) y SrCO<sub>3</sub> (como estroncionita) precipitado en los pozos del campo C a condiciones de superficie y fondo.

POZO	SUPERFICIE						FONDO					
	T [°F]	P [psi]	ST (SrCO <sub>3</sub> )	lb/kbbls	ST (FeCO <sub>3</sub> )	lb/kbbls	T [°F]	P [psi]	ST (SrCO <sub>3</sub> )	lb/kbbls	ST (FeCO <sub>3</sub> )	lb/kbbls
C1	77	14,69	0	0	0	0	220	3000	0	0	0	0
C2	77	14,69	0	0	1,48	5,5	220	3000	0	0	18,94	27,3
C3	77	14,69	0	0	0	0	220	3000	0	0	0	0
C4	77	14,69	0	0	9,86	13,2	220	3000	0	0	10,19	13,1
C5	77	14,69	0	0	0	0	220	3000	0	0	0	0
C6	77	14,69	0	0	0,96	0	220	3000	0	0	10,24	3,3
C7	77	14,69	0	0	3,27	12,7	220	3000	0	0	33,76	18,3
C8	77	14,69	0	0	1,73	0	220	3000	0	0	6,12	0
C9	77	14,69	0	0	0	0	220	3000	0	0	0	0
C10	77	14,69	0	0	0,26	0	220	3000	0	0	4,24	7,3
C11	77	14,69	0	0	0	0	220	3000	0	0	0	0
C12	77	14,69	4,88	0	0	0	220	3000	10,6	0	0	0
C13	77	14,69	0	0	0	0	220	3000	0	0	0	0
C14	77	14,69	0	0	0	0	220	3000	0	0	0	0
C15	77	14,69	0	0	0	0	220	3000	0	0	5,72	0,5
C16	77	14,69	0	0	0	0	220	3000	0	0	0	0

C17	77	14,69	0	0	1,68	0	220	3000	0	0	11,82	1
C18	77	14,69	0	0	0	0	220	3000	0	0	0	0
C19	77	14,69	0	0	0	0	220	3000	0	0	0	0
C20	77	14,69	0	0	4,88	6,6	220	3000	0	0	44,31	7,9
C21	77	14,69	0	0	0	0	220	3000	0	0	0	0
C22	77	14,69	2,13	0	0	0	220	3000	4,85	0,0026	0	0
C23	77	14,69	0	0	0	0	220	2939	0	0	0	0

---

**Anexo M.** Índice de estabilidad y cantidad de FeCO<sub>3</sub> (Como siderita) y SrCO<sub>3</sub> (como estroncionita) precipitado en los pozos del campo B a condiciones de superficie y fondo.

POZO	SUPERFICIE						FONDO					
	T	P	ST	ST	ST	ST	T	P	ST	ST	ST	ST
	[°F]	[psi]	FeCO <sub>3</sub>	lb/kbbls	SrCO <sub>3</sub>	lb/kbbls	T[°F]	P[psi]	FeCO <sub>3</sub>	lb/kbbls	SrCO <sub>3</sub>	lb/kbbls
B1	77	14,69	0,2554	0	0,8331	0	220	3000	1,7037	0	1,8262	0
B2	77	14,69	2,0318	0,3	0,7058	0	220	3000	17,1124	2,1	2,0416	0
B3	77	14,69	0,6095	0	0,5443	0	220	3000	3,9417	0	1,2151	0
B4	77	14,69	0,0633	0	0,072	0	220	3000	0,8983	0	0,278	0
B5	77	14,69	1,4081	0	1,7049	0	220	3000	8,8999	0	3,3327	0
B6	77	14,69	0,0275	0	0,6792	0	220	3000	0,2385	0	1,8734	0
B7	77	14,69	0,0741	0	0,8686	0	220	3000	0,5147	0	1,9872	0
B8	77	14,69	0,0143	0	1,0015	0	220	3000	0,1222	0	2,6816	0
B9	77	14,69	0,3627	0	1,2031	0	220	3000	2,1491	0	2,6104	0
B10	77	14,69	0,0073	0	0,608	0	220	3000	0,0677	0	1,7904	0
B11	77	14,69	1,065	0	3,6758	0	220	3000	5,9286	0	6,4647	0
B12	77	14,69	0,4524	0	1,4236	0	220	3000	3,8869	0,2	4,138	2,4
B13	77	14,69	2,5405	5,2	0,2464	0	220	3000	26,7245	7,8	0,7699	0
B14	77	14,69	0,2455	0	0,3893	0	220	3000	2,1393	0	1,111	0
B15	77	14,69	1,4504	0,5	0,2436	0	220	3000	15,0584	3,1	0,7666	0
B16	77	14,69	0,0684	0	0,0333	0	220	3000	0,6913	0	0,1043	0

B17	77	14,69	0,6708	0	0,0713	0	220	3000	6,9949	0,7	0,2331	0
B18	77	14,69	2,3499	0	4,3892	0	220	3000	9,7283	0	5,4516	0
B19	77	14,69	1,8505	0	1,4839	0	220	3000	13,5783	0	3,3932	0
B20	77	14,69	0,028	0	0,0521	0	220	3000	0,3581	0	0,1791	0
B21	77	14,69	0,5085	0	1,806	0	220	3000	1,9472	0	2,0803	0
B22	77	14,69	0,035	0	0,2401	0	220	3000	0,2238	0	0,5293	0
B23	77	14,69	0,2008	0	0,0422	0	220	3000	1,96	0	0,1251	0

---