

**DETERMINACIÓN DE LA TENDENCIA INCRUSTANTE EN LAS AGUAS DE  
PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS DE ECOPETROL DE ACUERDO CON  
SUS CONDICIONES OPERACIONALES DE TEMPERATURA, PRESIÓN Y  
COMPOSICIÓN**

**JHONATAN FABIAN MARIN QUITIAN**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2015**

**DETERMINACIÓN DE LA TENDENCIA INCRUSTANTE EN LAS AGUAS DE  
PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS DE ECOPETROL DE ACUERDO CON  
SUS CONDICIONES OPERACIONALES DE TEMPERATURA, PRESIÓN Y  
COMPOSICIÓN**

**JHONATAN FABIAN MARIN QUITIAN**

**Proyecto de grado para optar el título de  
Ingeniero de Petróleos**

**Director**

**M.Sc. LUIS FELIPE CARRILLO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
BUCARAMANGA**

**2015**

## DEDICATORIA

*A Dios por bendecirme, fortalecerme y darme la sabiduría para día a día  
adquirir nuevos conocimientos.*

*A mis padres Guillermo Marin y Nelly Quitian, por ser el pilar  
fundamental en todo lo que soy, quienes depositaron en mi toda su confianza,  
dándome su amor, apoyo y comprensión en todo momento.*

*A toda mi familia, que de alguna u otra forma ayudaron a cumplir un nuevo  
objetivo en mi vida.*

*A Marcela Aguilar, por creer en mí y apoyarme en todo este proceso*

*A mi compañero Alejandro Tapiero, por su ayuda y empeño en la  
realización del proyecto, quien por circunstancias de la vida no está hoy entre  
nosotros.*

*A todos mis compañeros, amigos por su compañía y colaboración.*

*Jhonatan Marin*

## **AGRADECIMIENTOS**

*Al Ingeniero Luis Felipe Carrillo, por su apoyo y dedicación, por abrirnos siempre el espacio para guiarnos y ayudarnos a través de sus conocimientos para cumplir con los objetivos planteados en el proyecto.*

*Al Ingeniero Jesús David Arrieta, por su dedicación y aporte de conocimientos en la realización del proyecto.*

*A Alvaro Villar profesional del ICP, por su disposición y colaboración en el préstamo del software.*

*A todo el grupo de personas que forman parte del grupo de Sinergia Formation Damage, por su aporte de conocimientos.*

*A la Universidad Industrial de Santander, por permitirme ser parte de ella.*

*A la escuela de Ingeniería de Petróleos, por tener a su disposición excelentes docentes y permitirnos a través de sus aulas adquirir nuevos conocimientos.*

## TABLA DE CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN .....	16
OBJETIVOS .....	18
1. GENERALIDADES DEL DAÑO A LA FORMACIÓN .....	19
1.1 GENERALIDADES EN LA FORMACIÓN DE ESCAMAS INORGÁNICAS .....	20
1.1.1 Sobresaturación.....	22
1.1.2 Nucleación.....	22
1.1.3 Crecimiento del cristal. ....	22
1.1.4 Aglomeración.....	22
1.2 TIPOS DE ESCAMAS INORGÁNICAS .....	23
1.2.1 Carbonato de calcio (CaCO <sub>3</sub> ) .....	23
1.2.2 Sulfato de calcio (CaSO <sub>4</sub> ).....	26
1.2.3 Sulfato de bario (BaSO <sub>4</sub> ). ....	28
1.3 AGUA DE FORMACIÓN.....	29
1.3.1 Estrategias para el control de las incrustaciones.....	31
1.3.1.1 Índice de saturación de Langelier (LSI) .....	31
1.3.1.2 Índice de saturación de Ryznar (RSI).....	32
1.3.1.3 Índice de saturación de Stiff-Davis .....	33
1.3.1.4 Método de Oddo Tomson.....	33
2. METODOLOGÍA.....	37
2.1 SELECCIÓN DE DATOS.....	37
2.2 REGISTRO Y SIMULACIÓN .....	38
2.3 ALCANCE.....	39
3. DESCRIPCIÓN DE LOS CAMPOS DE ECOPETROL S.A. ....	40

3.1	PRINCIPALES CAMPOS DE PRODUCCIÓN DE CRUDO DE ECOPETROL .....	40
3.2	CONDICIONES DE LOS CAMPOS PARA SIMULAR .....	44
4.	ANÁLISIS Y RESULTADOS .....	46
5.	CONCLUSIONES .....	74
6.	RECOMENDACIONES.....	76
	REFERENCIAS.....	77
	BIBLIOGRAFÍA .....	80
	ANEXOS .....	83

## LISTA DE CUADROS

	pág.
Cuadro 1. Condición del pozo respecto al daño.....	20
Cuadro 2. Condiciones de presión y temperatura campos de Ecopetrol.....	44
Cuadro 3. Índices de estabilidad de Riznar y Langelier (Campo H) .....	47
Cuadro 4. Cantidades precipitadas por cada escama en el campo H.....	49
Cuadro 5. Índices de estabilidad de Riznar y Langelier (Campo E) .....	53
Cuadro 6. Índices de estabilidad de Riznar y Langelier (Campo R) .....	59
Cuadro 7. Resultados generales de otros campos de Ecopetrol.....	62
Cuadro 8. Composición propuesta de un gas. ....	63
Cuadro 9. Cantidad precipitada de $\text{CaCO}_3$ mediante la incidencia de un gas..	64
Cuadro 10. Cantidad precipitada de $\text{CaCO}_3$ mediante la incidencia de un gas	66
Cuadro 11. Cantidad precipitada de $\text{CaCO}_3$ mediante la incidencia de un gas	67
Cuadro 12. Cantidad precipitada de $\text{CaCO}_3$ mediante la incidencia de un gas	69
Cuadro 13. Cantidad precipitada de $\text{CaCO}_3$ mediante la incidencia de un gas	72

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Comportamiento de la presión en la zona dañada.....	19
Figura 2. Solubilidad de los minerales en función de la temperatura .....	21
Figura 3. Factores para la formación de escamas .....	23
Figura 4. Efecto de la presión parcial del CO <sub>2</sub> sobre el pH del agua.....	25
Figura 5. Efecto de la presión del CO <sub>2</sub> sobre la solubilidad del CaCO <sub>3</sub> .....	25
Figura 6. Variación de la solubilidad del CaCO <sub>3</sub> respecto a la temperatura.....	26
Figura 7. Concentración promedio de cada ión en el campo H.....	46
Figura 8. Escamas presentes en el pozo H 17 .....	48
Figura 9. Numero de pozos afectados por cada escama (Campo H).....	50
Figura 10. Concentración promedio de cada ión en el campo F .....	51
Figura 11. Concentración promedio de cada ión en el campo T .....	53
Figura 12. Nº pozos afectados por cada escama (Campo E).....	54
Figura 13. Concentración promedio de cada ión en el campo L .....	55
Figura 14. Concentración promedio de cada ión en el campo Q.....	57
Figura 15. Concentración promedio de cada ión en el campo R.....	58
Figura 16. Nº pozos afectados por cada escama (Campo R) .....	59
Figura 17. Concentración promedio de cada ión en el campo B.....	61
Figura 18. Cantidad precipitada de CaCO <sub>3</sub> debido a la incidencia del gas en el campo Q.....	65
Figura 19. Cantidad precipitada de CaCO <sub>3</sub> debido a la incidencia del gas en el campo O.....	66
Figura 20. Cantidad precipitada de CaCO <sub>3</sub> debido a la incidencia del gas en el campo P .....	68
Figura 21. Scaling Scenario en el campo K.....	69
Figura 22. Cantidad precipitada de CaCO <sub>3</sub> debido a la incidencia del gas en el campo A .....	70
Figura 23. Scaling Scenario en el campo L.....	71

Figura 24. Cantidad precipitada de  $\text{CaCO}_3$  debido a la incidencia del gas en el campo G..... 72

## LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Variables principales que afectan otras escamas .....	29
Tabla 2. Interpretación del LSI .....	31
Tabla 3. Interpretación de RSI.....	32
Tabla 4. Interpretación del Scale Tendency (ST) .....	39

## **LISTA DE ANEXOS**

ANEXO A Índices de estabilidad de Riznar Y Langelier de los campos de Ecopetrol

ANEXO B. Cantidad de precipitados en fondo y superficie para cada pozo de los campos de Ecopetrol

## RESUMEN

**TÍTULO: DETERMINACIÓN DE LA TENDENCIA INCRUSTANTE EN LAS AGUAS DE PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS DE ECOPETROL DE ACUERDO CON SUS CONDICIONES OPERACIONALES DE TEMPERATURA, PRESIÓN Y COMPOSICIÓN\***

**AUTOR:** Jhonatan Fabian Marin Quitian\*\*

**PALABRAS CLAVE:** Incrustaciones, Carbonato de calcio, Agua de producción, Ecopetrol.

**DESCRIPCIÓN:** Durante la vida productiva de un campo es de carácter esencial conocer los factores que pueden causar daño a la formación, donde la precipitación de escamas asociadas al agua de producción es uno de los principales problemas. Por lo cual es estrictamente necesario comprender su proceso, factores y propiedades que intervienen en su formación, con el fin de evitar efectos como reducción de la permeabilidad y taponamientos que trae asociado un incremento de los costos de operación.

El objetivo de esta investigación, fue determinar el potencial incrustante de las aguas de producción asociadas a los principales campos que pertenecen a Ecopetrol, con la finalidad de disponer de un mapa que permitan identificar los problemas de incrustaciones y aplicar acciones preventivas.

Para la realización de este proyecto fue necesario el aporte de los análisis fisicoquímicos de aguas de producción realizados por Ecopetrol, que permitieron definir los análisis fisicoquímicos con menor varianza y a su vez mediante la herramienta *Scalechem*, se simuló el comportamiento del agua desde condiciones de fondo de pozo a superficie, con el fin de observar el tipo de escama y la cantidad de ésta que se podía formar. Además por medio de los índices de estabilidad de Langelier y Riznar se pudo realizar una caracterización de las aguas de producción, que indican el carácter corrosivo o incrustante de ésta

Los resultados muestran que la escama más común y la que causa el mayor problema en los campos colombianos es el carbonato de calcio. El estudio se realizó en veinte campos de Ecopetrol, en los que se puede observar el tipo y la cantidad de precipitados que se generan.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad De Ingeniería Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Luis Felipe Carrillo

## ABSTRACT

**TITLE: DETERMINATION OF ANTIFOULING TREND IN THE WATERS OF PRODUCTION OF THE FIELDS OF ECOPETROL AGREE TO ITS OPERATIONAL CONDITIONS OF TEMPERATURE, PRESSURE AND COMPOSITION \***

**AUTHOR:** Jhonatan Fabian Marin Quitian \*\*

**KEYWORDS:** Scale, Calcium carbonate, Production water. Ecopetrol.

**DESCRIPTION:** During the field's productive life is extremely necessary to know the factors that may cause damage information, in which the flake precipitation related to the water production, is one of the main problems. So that, it is fundamental to understand its process, factors and properties that take part in its formation in order to avoid some effects such as the reduction of permeability, blockages that cause an incremental operating cost.

This paper aims at establishing the fouling potential of the water production associated with the major oil fields that belong to Ecopetrol with the purpose of possessing a map that allows identifying the issues about fouling water and adopting preventive actions.

Regarding the development of this project, it was necessary the contribution of the physicochemical analysis of the water production carried out by Ecopetrol, that allowed to define the physicochemical analysis with less variance and at the same time by means of *Scalechem* tool, it was simulated the behavior of water from downhole conditions to the surface in order to observe the types of flake formation and the amount of it. Moreover, through the stability indices established by Langelier y Riznar, it could be implemented a characterization of the water production that indicates the corrosive or fouling nature of it.

The main results show that the most common flake that causes the principal problems in the Colombian fields is the calcium carbonate. This study was conducted on twenty Ecopetrol's fields, in which it can be observed the type and the amount of sediments produced.

---

\* Bachelor Thesis

\*\* Facultad De Ingeniería Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Luis Felipe Carrillo.

## INTRODUCCIÓN

La producción de petróleo en Colombia está presentando un incremento que se ha mantenido en los últimos cinco meses, según destacó el Ministerio de Minas y Energía, producción que para el mes de febrero de 2015 fue de 1.027.000 barriles por día, es decir, que se registró un 2.49 % más que en el mismo mes del año pasado. Para que la industria petrolera obtenga la cantidad de bpd se hace necesario realizar ciertas operaciones que van desde la perforación, la producción, procesos de inyección, entre otras. Estas operaciones, traen como efectos la alteración del equilibrio termodinámico del yacimiento, ocasionando daños a la formación, donde la precipitación de escamas minerales es uno de los problemas de mayor preocupación<sup>1</sup>.

Dichas escamas generan depósitos de Carbonato de Calcio, Sulfato de Bario, Carbonato de Estroncio, Carbonato de Hierro, Sulfato de Calcio y algunos compuestos de Hierro, que se incrustan en los orificios de los cañoneos, tuberías de producción y válvulas, impidiendo el paso normal de los fluidos, y que por ende generan una disminución en la producción y un aumento de los costos de operación al tener que implementar tratamientos frecuentes de estimulación de pozos<sup>2</sup>.

Con base en esto, el presente trabajo buscó realizar la predicción de la tendencia incrustante del agua de formación en los campos petroleros de Ecopetrol. Se contó con la información suministrada en las bases de datos de análisis fisicoquímicos (concentraciones de iones disueltos y pH) de aguas de formación y con una herramienta de simulación (595 simulaciones de 480 pozos) que a condiciones adecuadas de temperatura y presión (para simular condiciones de superficie se usó 77°F y 14,7 psi, respectivamente, y para condiciones de fondo, estos datos variaron según el campo), generaron los datos sobre el tipo de escama más común y cantidad de precipitados.

El documento soporte de este trabajo comprende 4 capítulos, en el primero se presenta los fundamentos teóricos asociados al daño a la formación, donde se explica los mecanismos que afectan la precipitación, tipos y propiedades que inducen a la formación de escamas inorgánicas, así como los métodos que existen para determinar la tendencia incrustante del agua.

En el segundo y tercer capítulo se presenta la metodología que se utilizó en la realización del proyecto y las generalidades de los campos de Ecopetrol, respectivamente, además de las condiciones de fondo utilizadas en la simulación.

Por último en el capítulo cuatro, se presenta el análisis de resultados, donde se describe los problemas encontrados, la escama más representativa y la cantidad de precipitados que se genera en cada uno de los campos estudiados.

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Determinar la tendencia incrustante de las escamas minerales, basada en el análisis fisicoquímico de aguas de producción, de acuerdo con sus condiciones operacionales de presión, temperatura y composición para las diferentes cuencas donde se encuentran los campos de Ecopetrol

### **OBJETIVOS ESPECIFICOS**

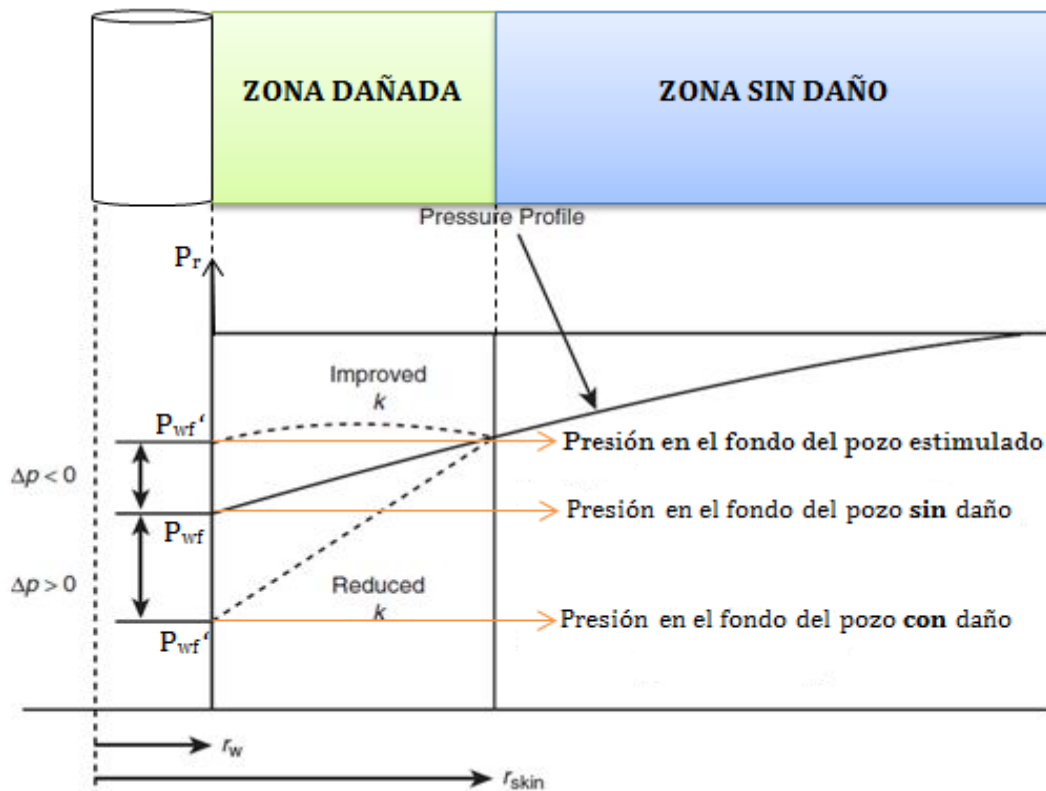
Predecir la tendencia incrustante del agua de formación en los campos de producción de Ecopetrol, haciendo uso de herramientas de simulación y datos de análisis fisicoquímicos.

Cuantificar la formación de precipitados inorgánicos asociados al agua de formación dentro de los pozos petroleros analizados.

# 1.GENERALIDADES DEL DAÑO A LA FORMACIÓN

El daño a la formación es una alteración de las características originales de una zona productora generando una disminución significativa en la productividad, con efectos negativos sobre la permeabilidad de la formación en las cercanías del pozo que conllevan a una caída de presión durante la vida productiva del mismo.<sup>3</sup>

Figura 1. Comportamiento de la presión en la zona dañada



Fuente. AHMED Tarek and MCKINNE Paul D, 2005.<sup>3</sup> Adaptado por autor.

Esta caída de presión ilustrada en la figura 1, es comúnmente referida como  $\Delta P_{skin}$  y está descrita por la ecuación de flujo radial en estado estable.

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

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

$$k = \text{Permeabilidad (mD)} \quad B = \text{Factor volumetrico de formación } \left( \frac{RB}{STB} \right)$$

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

En base a esto, se pueden obtener tres posibles escenarios (Tabla 1), que indican si ha ocurrido algún tipo de alteración en la formación:

**Cuadro 1. Condición del pozo respecto al daño**

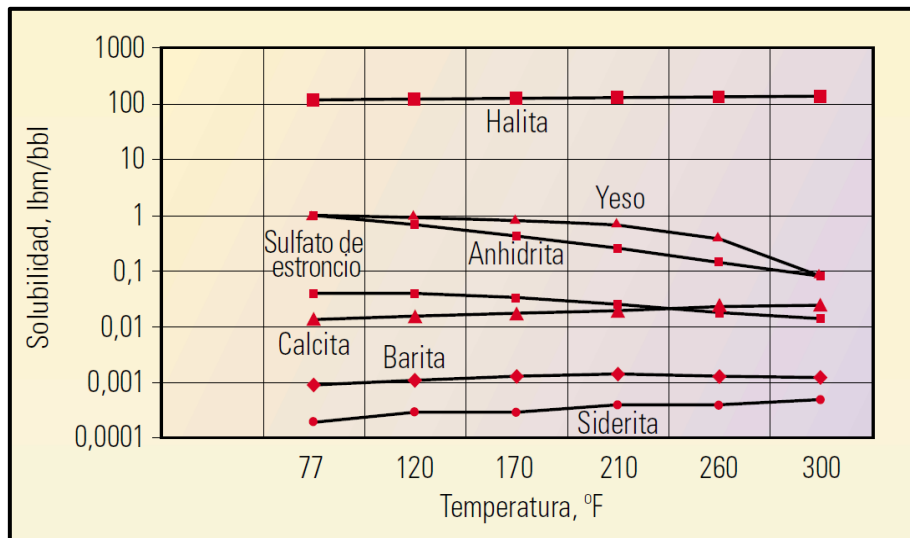
<b>Daño</b>	<b>Permeabilidad</b>	<b>Condición del pozo</b>
Factor <i>skin</i> positivo, S>0	$k_{skin} < k$	Existe una caída de presión adicional debido al daño en la cara del pozo.
Factor <i>skin</i> negativo, S<0	$k_{skin} > k$	Muestra una condición favorable debido a que se ha realizado una estimulación.
Factor <i>skin</i> cero, S=0.	$k_{skin} = k$	No hay una alteración de la permeabilidad en la cara del pozo.

## 1.1 GENERALIDADES EN LA FORMACIÓN DE ESCAMAS INORGÁNICAS<sup>4</sup>

Un factor que contribuye con el daño a la formación está relacionado con la presencia de escamas inorgánicas que son incrustaciones que se originan por la precipitación de minerales, bien sea en el agua de formación por los

continuos cambios de presión y temperatura, o por la mezcla de aguas incompatibles debido a que el agua producida se sobresatura de compuestos minerales cuando dos aguas se encuentran en el fondo del pozo; ocasionando taponamientos en tuberías, equipos de completamiento y cañoneos, generándose una reducción en la tasa de producción.

**Figura 2. Solubilidad de los minerales en función de la temperatura**



Fuente. CRABTREE Mike, 1999<sup>4</sup>.

La formación de las incrustaciones comienza por la precipitación de sales en el medio, esto se da cuando se excede la capacidad que tiene el agua para disolver un componente o más a una determinada temperatura y presión. Por lo general, al aumentar la temperatura la solubilidad de un mineral en el agua se incrementa, este comportamiento no se presenta en todas las sales como se puede observar en la Figura 2.

Para conocer el resultado de una incrustación, es necesario conocer las interacciones cinéticas de una solución sobresaturada que se pueden expresar mediante mecanismos de formación descritos a continuación (Figura 3):

**1.1.1 Sobresaturación.** Es la primera etapa por la cual pasa la formación de una incrustación, esta se da por el exceso de la concentración de una sal, sobrepasando la solubilidad en el agua, lo que lleva a una precipitación que posteriormente y mediante otros mecanismos pueden convertirse en una incrustación.

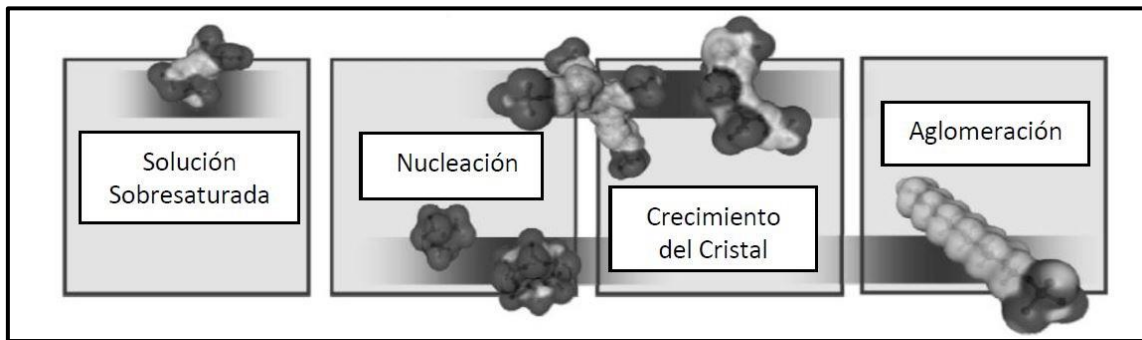
**1.1.2 Nucleación.** Luego que un fluido es sobresaturado, la precipitación lleva a la formación de núcleos, en los cuales puede llevarse a cabo la formación espontánea o la precipitación de una fase sólida. La nucleación puede ser homogénea, se da sobre la misma sal precipitada o heterogénea, que da lugar a la formación sobre una superficie preexistente en el medio. A partir de este proceso se forman microcristales. Para que la nucleación se lleve a cabo es necesario que haya una sobresaturación en las aguas.

**1.1.3 Crecimiento del cristal.** Los microcristales que se forman por el depósito de los iones constituyentes del precipitado sobre los núcleos, entran en una etapa de crecimiento debido a las adsorciones de iones en la superficie del. El crecimiento de los núcleos se forma dando partículas mayores y se realiza principalmente por difusión de la sustancia hacia la superficie, seguida de su deposición. Los iones empiezan a posicionarse adquiriendo una estructura específica.

**1.1.4 Aglomeración.** Esta etapa se da debido a las interacciones electrostáticas o fuerzas de Van der Waals, llevando a la agrupación de cristales. Este proceso de aglomeración lleva a la precipitación de sólidos que finalmente pueden conducir a la formación de incrustaciones y así disminuir la permeabilidad de la roca causando el daño a la formación o depositándose en tuberías de producción que en resumen disminuirían la producción del campo.

El crecimiento del cristal seguirá aumentando debido a que la solución todavía está sobresaturada con respecto a ellas, y de esta manera se da la maduración.

**Figura 3. Factores para la formación de escamas**



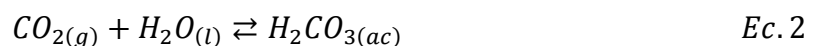
Fuente. GLOEDE Matthias,2007<sup>5</sup>.

Estas etapas llevan a la formación de los diferentes tipos de escamas.

## 1.2 TIPOS DE ESCAMAS INORGÁNICAS

A continuación se observan los tipos de escamas que más se presentan en los campos petroleros debido al agua de producción y se muestra los tipos de variables que las afectan.

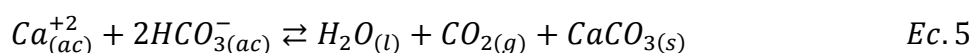
**1.2.1 Carbonato de calcio (CaCO<sub>3</sub>).**<sup>6</sup> La mayoría de los yacimientos de hidrocarburos contienen cementos de carbonato mineral y dióxido de carbono. Cuando el dióxido de carbono está en contacto con agua, se disuelve y forma ácido carbónico



La ionización del ácido carbónico se ilustra en las siguientes ecuaciones:



De las ecuaciones anteriores, se puede observar que el ácido carbónico se ioniza formando el ion hidrógeno e ion bicarbonato. Dado que la segunda constante de ionización del ácido carbónico ( $k_{a2}$ ) es mucho menor que la primera constante, los iones bicarbonato superan en número a los iones carbonato presentes bajo circunstancias normales. Se cree que el carbonato de calcio disuelto no existe en forma de iones calcio y carbonato en solución, sino como iones calcio e iones bicarbonato. Por esto, la precipitación de carbonato de calcio puede ser expresada por la siguiente ecuación:



Luego la formación del carbonato de calcio depende de la concentración de protones ( $H^+$ ) en el medio.



### **Efecto del pH.**

Según el principio de Le Chatelier<sup>7</sup>, al aumentar la concentración de iones  $H^+$  en el sistema (Ec. 6), la reacción química busca de nuevo el equilibrio y se desplaza hacia la formación de iones calcio ( $Ca^{+2}$ ) y bicarbonato ( $HCO_3^-$ ), disolviendo el  $CaCO_3$ . Así, una disminución del pH del sistema conduce a la disolución del carbonato de calcio, mientras que un aumento del pH del sistema favorecerá la precipitación de esta sal.

### **Efecto de la Presión.<sup>8</sup>**

La solubilidad de un gas en un líquido depende directamente de su presión parcial. Al aumentar la presión aumenta la solubilidad de gases como el  $CO_2$  en

el medio acuoso, provocando una disminución del pH (Figura 4) y por consecuencia, un aumento en la solubilidad del carbonato de calcio (Figura 5).

Figura 4. Efecto de la presión parcial del CO<sub>2</sub> sobre el pH del agua

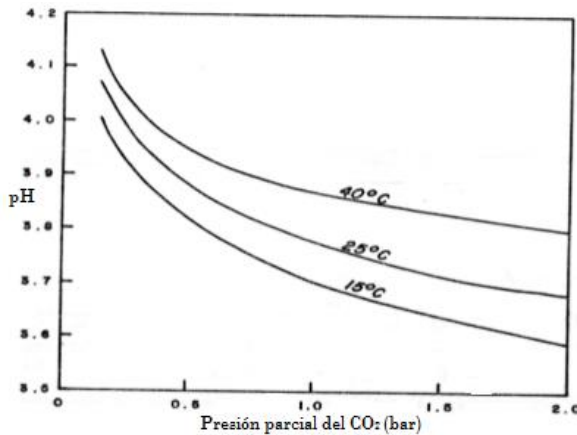
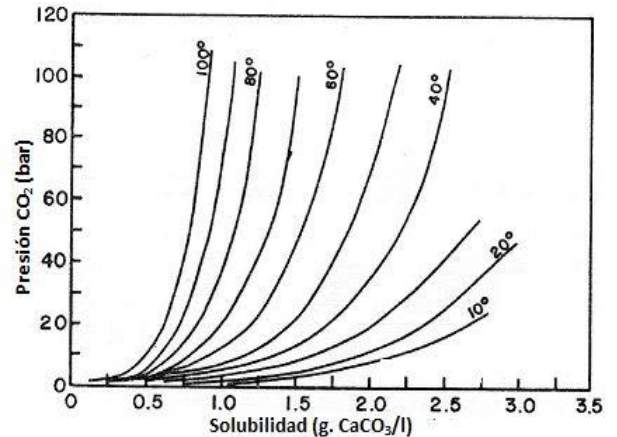


Figura 5. Efecto de la presión del CO<sub>2</sub> sobre la solubilidad del CaCO<sub>3</sub>



Fuente. Larrea Idiarte, 1999<sup>9</sup>.

Las caídas de presión son una de las principales causas de la deposición de CaCO<sub>3</sub> en instalaciones de producción. Estas caídas pueden generarse a través de válvulas, accesorios y deformaciones geométricas, induciendo turbulencia en el agua, lo cual ayuda a superar los efectos de sobresaturación e iniciar la precipitación.

### Efecto de la Concentración de CO<sub>2</sub>.

El dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) influye en la solubilidad del carbonato de calcio debido a la reacción de éste con el agua y el CaCO<sub>3</sub> (Ec. 5) para formar iones bicarbonatos de calcio, que son compuestos solubles en el agua. Al incrementar la concentración de dióxido de carbono se favorece la formación del bicarbonato de calcio, y por ende, disminuye la deposición del carbonato de calcio.

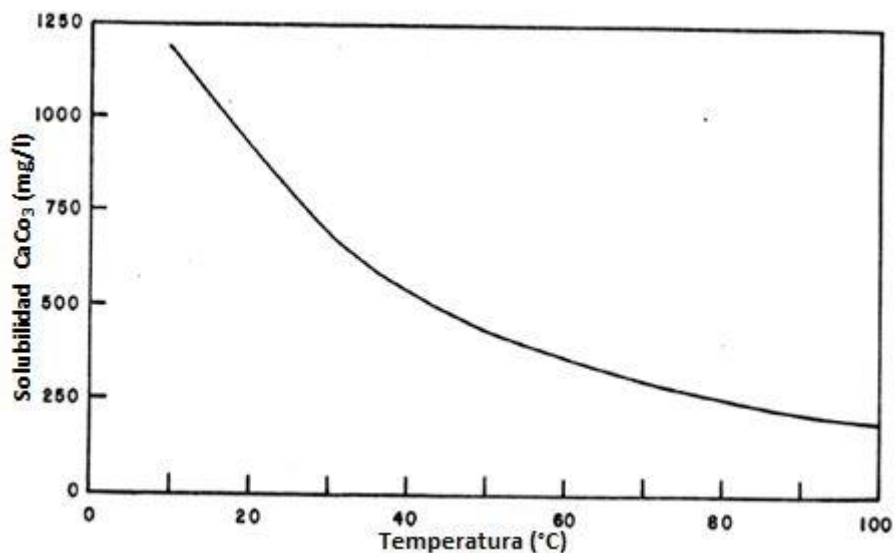
### Efecto de la Temperatura.<sup>10</sup>

La formación de incrustaciones de carbonato de calcio se ve favorecida con el aumento de la temperatura. Esta afecta tanto la solubilidad de gases en solución como la velocidad de la reacción. En general, a mayor temperatura mayor velocidad de reacción.

La solubilidad de muchos compuestos incrementa con la temperatura; sin embargo, para el carbonato de calcio esta relación es inversa (Figura 6) y se ve favorecida la formación de incrustaciones con el aumento de la temperatura.

Cuando aumenta la temperatura, la solubilidad de gases ácidos tales como el dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) y el sulfuro de hidrógeno ( $\text{H}_2\text{S}$ ) disminuye, por lo que ocurre una desorción de estos gases del medio acuoso, originando un incremento en el pH del medio, favoreciendo la formación de incrustaciones de carbonato de calcio.

Figura 6. Variación de la solubilidad del  $\text{CaCO}_3$  respecto a la temperatura

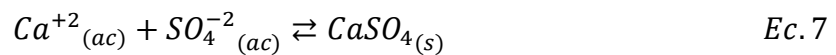


Fuente. Larrea Idiarte, 1999<sup>9</sup>.

**1.2.2 Sulfato de calcio ( $\text{CaSO}_4$ ).**<sup>11</sup> La mayoría de los depósitos de sulfato de calcio encontrados en los campos de petróleo es yeso ( $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ), siendo

estable a la temperatura de 100 °F o menos y a presión atmosférica. Por arriba de esta temperatura se puede encontrar la anhidrita (CaSO<sub>4</sub>). La incrustación de CaSO<sub>4</sub> es generalmente más dura y densa que la de carbonato y puede ser causada por evaporación, precipitando directamente sobre las superficies metálicas de las líneas de flujo, hervidores y tubos de intercambiadores de calor.

La precipitación del sulfato de calcio resulta de la reacción:



La única manera de evitar la precipitación del CaSO<sub>4</sub> cuando el agua se calienta es mantener el producto de las concentraciones de sulfato y calcio por debajo del producto de solubilidad de la especie CaSO<sub>4</sub> (a la temperatura y presión de operación).

#### **Efecto de la presión.**

La solubilidad del yeso o la anhidrita en agua aumenta con la presión debido a una ligera disminución en el volumen total cuando la sal se disuelve. La caída de presión puede ser una de las principales causas de incrustación de CaSO<sub>4</sub> en pozos productores.

En lugares donde existe turbulencia y/o caída de presión se puede presentar incrustación de CaSO<sub>4</sub> debido a la liberación de gases ácidos; algunos de estos sitios son: restricciones, curvas, codos, bombas, válvulas de descarga, choques, platos desviadores, platinas de orificio, etc.

#### **Efecto de la temperatura.**

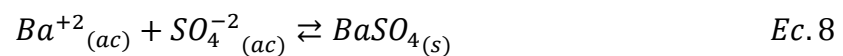
La solubilidad del CaSO<sub>4</sub> disminuye con el aumento de la temperatura. La anhidrita llega a ser menos soluble que el yeso, de este modo se podría esperar que la anhidrita sea la forma preferida de CaSO<sub>4</sub> en pozos profundos y calientes. Predecir cuál forma del sulfato de calcio precipitará bajo un conjunto de condiciones dadas es muy difícil. Aunque la anhidrita podría formarse sobre

los 40°C debido a su baja solubilidad y el yeso podría ser encontrado a temperatura hasta de 100°C.

### **Efecto de las sales disueltas.**

La solubilidad del yeso o anhidrita aumenta en presencia de NaCl o sales disueltas diferentes a iones calcio o sulfato, esto ocurre hasta una concentración de 150000 mg/L. Un incremento de este valor disminuye la solubilidad del sulfato de calcio.

**1.2.3 Sulfato de bario (BaSO<sub>4</sub>).**<sup>12</sup> El sulfato de bario (Barita) es el menos soluble de las incrustaciones. Es el resultado de la combinación entre el ión bario y el ión sulfato; por lo general se encuentra junto a depósitos de sulfato de estroncio.



La solubilidad del BaSO<sub>4</sub> es tan baja, que una vez se combinan los iones Ba<sup>+2</sup> y SO<sub>4</sub><sup>-2</sup> el compuesto resultante precipita casi de inmediato; por esto no es muy común encontrar cantidades significativas de ambos iones en una misma agua. Cuando estos dos iones están presentes, se debe a la mezcla de dos o más aguas debido a fugas o rotos en el casing, malos trabajos de cementación o por la necesidad de mezclar aguas en proyectos de inyección.

### **Efecto de la temperatura, presión y sales disueltas.**<sup>13</sup>

El efecto de la presión en la solubilidad del sulfato es relativamente pequeño comparado con el de la temperatura. Sin embargo, el cambio de presión en sistemas de producción es del orden de cientos de bares, por lo tanto, el efecto en la solubilidad del BaSO<sub>4</sub> puede ser significativo.

En resumen, la solubilidad del BaSO<sub>4</sub> incrementa con el aumento de la temperatura, el contenido de sales disueltas y la presión. La precipitación del BaSO<sub>4</sub> es mayormente afectada por la temperatura.

**1.2.4 Otras escamas:** En la tabla 1 se muestran las variables principales que afectan a otras escamas que se dan por el agua de producción.

**Tabla 1. Variables principales que afectan otras escamas**

NOMBRE	FÓRMULA QUÍMICA	VARIABLES PRINCIPALES
Sulfato de Estroncio (Celestita)	SrSO <sub>4</sub>	Temperatura, sólidos disueltos totales, presión.
Carbonato Ferroso	FeCO <sub>3</sub>	Gases disueltos, corrosión, temperatura, presión, pH
Sulfuro Ferroso	FeS	
Hidróxido Ferroso	Fe(OH) <sub>2</sub>	
Hidróxido Férrico	Fe(OH) <sub>3</sub>	
Óxido Férrico	Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	

### 1.3 AGUA DE FORMACIÓN<sup>14</sup>

Las aguas de formación son aguas subterráneas que saturan los poros de las rocas, arenas y carbonatos que constituyen los yacimientos petroleros, sus principales constituyentes son Cl<sup>-</sup> y Na<sup>+</sup> en altas concentraciones (hasta 150 y 80 g/L respectivamente). Las propiedades del agua de formación varían entre un yacimiento y otro, y dentro de un mismo yacimiento. La composición del agua depende de una serie de parámetros que incluyen el ambiente depositacional, la mineralogía de la formación, su historia de presión y temperatura, y el influjo o la migración de los fluidos. En consecuencia, las propiedades del agua pueden variar a lo largo del tiempo con la interacción entre el agua y la roca, y con la producción y el reemplazo de los fluidos del

yacimiento por agua de otras formaciones, agua inyectada u otros fluidos inyectados.

La caracterización de las aguas de formación por medio de análisis fisicoquímicos determinan los procesos experimentados por las aguas, para así identificar su origen y el de los solutos, todo esto permite ampliar el entendimiento de los procesos futuros que puedan experimentar los yacimientos al ser inyectados, optimizando la producción del petróleo que ya no fluye por presión natural.

### **Análisis Fisicoquímico del agua de formación.**

El análisis, consiste en determinar las concentraciones de cloruros, bicarbonatos, sulfatos, nitratos, nitritos, calcio, magnesio, sodio, potasio, manganeso, hierro, dureza total, dureza cálcica, dureza magnésica, alcalinidad, y las propiedades físicas como la temperatura, la conductividad eléctrica, el color y la turbidez de las muestras de agua seleccionadas.

### **Balance iónico.**

Mide la diferencia entre el total de aniones y cationes expresados en mili equivalentes por litro (meq/L), determinados analíticamente. El error del balance iónico, se define según la Ec.9, y hace parte de un requerimiento mínimo que debe hacerse dentro de la evaluación del análisis químico, para establecer la confiabilidad de los resultados del laboratorio.

$$Error (\%) = \left( \frac{\sum cationes - \sum aniones}{\sum cationes + \sum aniones} \right) * 100 \quad Ec.9$$

Según la literatura, se acepta un valor máximo en el error del balance iónico de 10 %.

**1.3.1 Estrategias para el control de las incrustaciones.** Para determinar el carácter agresivo o incrustante del agua en función de la temperatura, pH, dureza, alcalinidad y sólidos disueltos, se ha propuesto un cierto número de índices (saturación o estabilidad), los cuales se presentaran a continuación.

**1.3.1.1 Índice de saturación de Langelier (LSI).**<sup>15</sup> A través de este índice se define la agresividad del agua con respecto al carbonato de calcio (CaCO<sub>3</sub>). El índice de Langelier está basado en el efecto del pH sobre el equilibrio de solubilidad del CaCO<sub>3</sub>. El pH, al cual el agua está saturada con CaCO<sub>3</sub>, es conocido como pH de saturación (pH<sub>s</sub>). Langelier define un índice (LSI) igual a la diferencia entre el valor medido del pH del agua y el del pH de saturación:

$$LSI = pH - pH_s \quad Ec. 10$$

$$pH_s = (9,3 + A + B) - (C + D) \quad Ec. 11$$

Donde,

$$A = (\log[TDS] - 1)/10$$

$$B = (-13,12 \log(T + 273)) + 34,55$$

$$C = \log[Ca^{+2}] - 0,4$$

$$D = \log[Alcalinidad M]$$

TDS: Sólidos Disueltos Totales (ppm), T (temperatura °C), [Ca<sup>+2</sup>] (ppm como CaCO<sub>3</sub>) y Alcalinidad M (Alcalinidad total como CaCO<sub>3</sub>)

**Tabla 2. Interpretación del LSI**

Caso	Interpretación
LSI < 0	Se anticipa remoción de incrustaciones
LSI = 0	Agua esencialmente neutra. No se anticipa la formación de incrustaciones
LSI > 0	Se prevé la formación de incrustaciones

Aunque el LSI tiende a predecir si el  $\text{CaCO}_3$  precipitará o se disolverá (Tabla 2), éste no indica que cantidad de la sal precipitará o si su estructura proporcionará resistencia a la corrosión, solo permite determinar la estabilidad y el pH óptimo del agua. En función de su valor se deben agregar químicos para estabilizar el agua ajustando el pH.

**1.3.1.2 Índice de saturación de Ryznar (RSI).**<sup>16</sup> Ryznar propuso usar un índice empírico para determinar el carácter corrosivo o incrustante de las aguas. Se ha confirmado que el valor de este índice permite determinar el comportamiento del agua. El índice de Ryznar se define como:

$$RSI = 2pH_s - pH \quad \text{Ec. 12}$$

Donde el  $pH_s$  se define según la ecuación 11. La interpretación según los valores de RSI se presenta en la tabla 3.

**Tabla 3. Interpretación de RSI**

Caso	Interpretación
$RSI < 4$	Escamas muy pesadas
$4 < RSI < 5$	Escamas pesadas
$5 < RSI < 6$	Presencia media de escamas
$6 < RSI < 6,5$	Pocas escamas
$6,5 < RSI < 7,2$	No escamas, No corrosión
$7,2 < RSI < 7,8$	Corrosión leve
$7,2 < RSI < 8,5$	Corrosión media
$RSI > 8,5$	Corrosión severa

**1.3.1.3 Índice de saturación de Stiff-Davis.**<sup>17</sup> Este es una extensión del método de Langelier, diseñado para adaptarse a las concentraciones salinas típicas de aguas de campos petroleros. Se puede aplicar mediante las ecuaciones

$$SI = pH - pH_s \quad Ec. 13$$

$$pH_s = K + pCa + pAlk M \quad Ec. 14$$

Por lo tanto,

$$SI = pH - K - pCa - pAlk M \quad Ec. 15$$

SI: Índice de saturación, pH: valor real del pH del agua, K: constante, la cual es función de la salinidad, composición y temperatura del agua. Los valores de K son obtenidos de una correlación grafica con la fuerza iónica y la temperatura del agua.

$$pCa = -\log[Ca^{+2}(\text{moles/L})] \quad Ec. 16$$

$$pAlk M = -\log[\text{Alcalinidad } M(\text{Equiv/L})] \quad Ec. 17$$

El índice de saturación de Stiff-Davis usa el mismo sistema numérico (e interpretación general) del Índice de Saturación de Langelier. Tal interpretación se presenta en la Tabla 2.

**1.3.1.4 Método de Oddo Tomson.**<sup>18</sup> Las ecuaciones desarrolladas por Oddo –Tomson consideran el efecto de la presión total así como la variación de las presiones parciales del CO<sub>2</sub>. También desarrollaron ecuaciones que permiten el cálculo del pH como se muestra a continuación:

**Cualquier sistema (pH conocido)**

$$Is = \log([Ca^{+2}][HCO_3^-]) + pH - 2.76 + 9.88 * 10^{-3}T + 0.61 * 10^{-6}T^2 - 3.3 * 10^{-5}P - 2.34\mu^{\frac{1}{2}} + 0.77\mu \quad Ec. 18$$

Dónde:

Las concentraciones de  $Ca^{+2}$  y  $HCO_3^-$  se dan en moles/L.

T= Temperatura, °F

P= Presión absoluta total.

$\mu$ = fuerza iónica molar.

Is= índice de saturación.

### Fase Gas Ausente.

Estas ecuaciones son aplicables en sistemas de inyección de agua y en sistemas de producción donde la presión del sistema es mayor que el punto de burbuja de los fluidos. El Is o pH deseado se puede hallar mediante las siguientes ecuaciones:

$$pH = \log \left| \frac{[HCO_3^-]}{C_{aq}} \right| + 6.39 - 1.198 * 10^{-3}T + 7.94 * 10^{-6}T^2 - 3.53 * 10^{-5}P - 1.067\mu^{\frac{1}{2}} + 0.599\mu \quad Ec. 19$$

$$Is = \log \left| \frac{[Ca^{+2}][HCO_3^-]^2}{C_{aq}} \right| + 3.63 + 8.68 * 10^{-3}T + 8.55 * 10^{-6}T^2 - 6.56 * 10^{-5}P - 3.42\mu^{\frac{1}{2}} + 1.373\mu \quad Ec. 20$$

Donde  $C_{aq}$ , cantidad de CO2 disuelto se puede calcular mediante la ecuación 24, o puede ser calculada directamente por una titulación sobre el sitio.

$$C_{aq} = \log P_{CO_2} - 2.212 - 6.51 * 10^{-3}T + 10.19 * 10^{-6}T^2 - 1.29 * 10^{-5}P - 0.77\mu^{1/2} - 0.059 \quad Ec. 21$$

También es posible calcular el cambio en Is o pH en un sistema sin una fase gas, usando las ecuaciones siguientes:

$$\Delta Is = 8.68 * 10^{-3}\Delta T + 8.55 * 10^{-6}\Delta(T^2) - 6.56 * 10^{-5}\Delta P \quad Ec. 22$$

$$\Delta pH = -1.198 * 10^{-3}\Delta T + 7.94 * 10^{-6}\Delta(T^2) - 3.53 * 10^{-5}\Delta P \quad Ec. 23$$

### Fase de Gas presente y el pH desconocido.

Estas ecuaciones son aplicables en sistemas de inyección de agua y en sistemas de producción donde la presión del sistema ha caído por debajo del punto de burbuja de los fluidos y no se tienen datos de pH. El Is y pH deseado se puede calcular a partir de las ecuaciones 27 y 28 respectivamente.

$$Is = \log \left| \frac{[Ca^{+2}][HCO_3^-]^2}{Py_g f_g} \right| + 5.85 + 15.19 * 10^{-3}T - 1.64 * 10^{-6}T^2 - 5.27 * 10^{-5}P - 3.3334\mu^{\frac{1}{2}} + 1.43\mu \quad Ec. 24$$

$$pH = \log \left| \frac{[HCO_3^-]}{Py_g f_g} \right| + 8.6 + 5.31 * 10^{-3}T - 2.253 * 10^{-6}T^2 - 2.237 * 10^{-5}P - 0.99\mu^{\frac{1}{2}} + 0.658\mu \quad Ec. 25$$

Donde,  $f_g$ , coeficiente de la fugacidad del gas  $CO_2$  y  $y_g$ , fracción molar del  $CO_2$  en la fase gas a una T y P específica se definen según las ecuaciones 26 y 27, sabiendo que  $y_t$  es la fracción molar del  $CO_2$  en el gas en superficie.

$$f_g = \exp \left| P * \left( 2.84 * 10^{-4} - \frac{0.255}{T + 460} \right) \right| \quad Ec. 26$$

$$y_g = \frac{y_t}{\frac{1,0 + Pf_g(5,0 \text{ BWPD} + 10 \text{ BOPD}) * 10^{-5}}{MM_{scf}(T + 460)}} \quad Ec. 27$$

BOPD= Barriles de petróleo por día.

BWPD= Barriles de agua por día.

MMscf= Millones de pies cúbicos de gas por día.

La fuerza iónica molar,  $\mu$ , está dada por:

$$\mu(\text{moles/L}) = 10^{-5}(2.2 * Na^{+} + 5.0 * Ca^{+2} + 8.2 * Mg^{+2} + 1.5 * Ba^{+2} + 2.3 * Sr^{+2} + 1.4 * Cl^{-} + 2.1 * SO_4^{-2} + 0.8 * HCO_3^{-}) \quad Ec. 28$$

Donde todas las concentraciones están en mg/L y se obtienen de un análisis fisicoquímico del agua.

Mediante Oddo-Tomson el Is puede calcularse entre 32 y 392°F (0-200°C), fuerza iónica molar de 0 - 4 y entre 0 y 20000 psig. En resultado final:

- Un Is positivo indica una solución capaz de precipitar  $\text{CaCO}_3$ .
- Un Is negativo indica una solución que puede disolver  $\text{CaCO}_3$ .

## 2.METODOLOGÍA

Para el presente estudio se consideraron las muestras de agua de producción más representativas de los campos de producción de crudo de Ecopetrol, tomadas después del debido proceso de separación. Para la obtención de estas muestras se tuvo que tener en cuenta algunos criterios de selección.

### 2.1 SELECCIÓN DE DATOS.

En el desarrollo del presente estudio se usó como punto de partida la base de datos aportada por Ecopetrol, la cual contiene 5410 datos de análisis fisicoquímicos repartidos entre análisis de aguas de formación, producción, pozos inyectores, tanques, separadores, entre otros.

Esta base de datos contiene los análisis fisicoquímicos de los campos que están bajo el control de Ecopetrol. Estos análisis presentes en la base de datos contienen información de las concentraciones de cada uno de los aniones y cationes presentes en el agua, así como el valor del pH el cual es indispensable en el desarrollo de la investigación.

Para la obtención de los datos que permitieron determinar la tendencia incrustante, se realizaron dos criterios de selección:

**Criterio 1:** Se analizó cada uno de los de análisis fisicoquímicos de la base de datos y se tuvo en cuenta solo a aquellos que correspondan a análisis de aguas de producción.

**Criterio 2:** A los datos obtenidos en el criterio 1 se les realizo un balance iónico con el fin de obtener solo aquellos que tuvieran un error menor al 10%.

$$\% \text{ Error} = \left( \frac{\sum \text{Cationes} - \sum \text{Aniones}}{\sum \text{Cationes} + \sum \text{Aniones}} \right) * 100$$

Una vez realizados los criterios de selección se obtuvieron los datos de análisis fisicoquímicos de aguas, que son los que a futuro permitirán determinar la tendencia incrustante de los campos de Ecopetrol.

## **2.2 REGISTRO Y SIMULACIÓN**

Con el análisis de la composición fisicoquímica de las aguas de producción y la clasificación (Previamente realizada) de la información de la base de datos de Ecopetrol, se obtuvieron los datos de entrada para la herramienta de simulación ScaleChem y mediante el uso de las condiciones de fondo de cada uno de los campos (Cuadro 2), se logró determinar la tendencia incrustante de las aguas de producción de los campos de Ecopetrol S.A., y así mismo obtener la cantidad de precipitados en mg/l del agua que se producen.

### **ScaleChem<sup>19</sup>**

Software que permite realizar el análisis de la tendencia incrustante que se centra en la predicción de las escamas minerales para los escenarios de producción de petróleo y gas. Calcula la fase separación y la tendencia de escamado de las salmueras a condiciones extremas de presión y temperatura a partir del análisis fisicoquímico del agua de formación.

Este Software predice el potencial de incrustación mineral de 54 sólidos para prácticamente cualquier pozo de petróleo o gas. ScaleChem trabaja con salmueras, gases e hidrocarburos, tomados como datos de muestras que son introducidos al programa. Los tipos de cálculo incluyen un escenario del perfil del pozo; mezclas de aguas para encontrar proporciones seguras donde no hay formación de incrustaciones; saturación del yacimiento para simular condiciones de fondo de pozo. Como resultado, se obtiene la tendencia incrustante para los sólidos en el modelo, así como la cantidad de incrustación producida, si hay incrustación. ScaleChem es predictivo hasta 600 °F, 22000 psi y 700000 ppm de TDS.

Este programa calcula un índice llamado *Scale Tendency* (ST), el cual se define de la siguiente manera:

$$ST = \frac{[M][A]}{Kps} \quad Ec. 29$$

Donde [M] es la concentración del catión, [A] es la concentración del Anión y Kps es el producto de la solubilidad. En la tabla 4 se puede observar la interpretación.

**Tabla 4. Interpretación del *Scale Tendency* (ST)**

<b>Caso</b>	<b>Interpretación</b>
ST < 0	No se forman precipitados
ST = 0	Agua en equilibrio
ST > 0	Formación de precipitados

### **2.3 ALCANCE**

A partir de los resultados obtenidos de la simulación se realizó un mapeo de la tendencia que permita ubicar rápidamente los problemas de incrustaciones presentes a nivel nacional e identificar las regiones de Colombia con el mayor problema.

### 3.DESCRIPCIÓN DE LOS CAMPOS DE ECOPETROL S.A.

Actualmente, Ecopetrol S.A. es la empresa más grande de Colombia y la principal compañía petrolera del país. Pertenece a una de las cuatro petroleras principales de Latinoamérica y es una de las 40 más grandes del mundo.

Cuenta con campos de extracción de hidrocarburos en el centro, el sur, el oriente y el norte de Colombia, dos refinерías, puertos para exportación e importación de combustibles, oleoductos y poliductos propios a lo largo de toda la geografía nacional. Además de Colombia, donde genera más del 60% de la producción nacional, tiene presencia en actividades de exploración y explotación en Perú, Brasil y Estados Unidos (Golfo de México).<sup>†</sup>

#### 3.1 PRINCIPALES CAMPOS DE PRODUCCIÓN DE CRUDO DE ECOPETROL

A continuación se presentan algunas generalidades de los principales campos con los que cuenta Ecopetrol:

##### **Campo Acae**

El campo Acae está localizado en el departamento del putumayo, en la cuenca del Caguán-Putumayo, cuenta con 15 análisis fisicoquímicos de pozos productores, que sirvieron para el estudio de la tendencia incrustante.

##### **Campo Apiay**

El campo Apiay está localizado en el departamento del meta, al sur-este de Villavicencio, en la cuenca de los llanos orientales. Descubierta por Ecopetrol en 1982, es uno de los campos con mayor producción de agua y maneja un

---

<sup>†</sup> <http://www.ecopetrol.com.co/>

crudo de 20 °API. Para determinar la tendencia incrustante del campo se estudiaran 51 análisis fisicoquímicos.

### **Campo Brisas**

El campo Brisas está ubicado en la jurisdicción del municipio de Neiva y hace parte de la cuenca del Valle Superior del Magdalena, es administrado por la Gerencia de Alto Magdalena de Ecopetrol. El campo Brisas produce de la formación Monserrate.

### **Campo Casabe**

El campo Casabe, está ubicado en la cuenca del Valle Medio del Magdalena en el municipio de Yondó (Departamento de Antioquia) en la frontera con Santander. Fue descubierto en 1941 e inició su producción oficialmente en 1945, alcanzando su pico de producción en 1956 con 46 mil BOPD, a finales de 1970 debido a la declinación natural del campo, Ecopetrol toma el control e implementa la inyección de agua como método de recobro secundario.

### **Campo Castilla**

El campo Castilla ubicado en la cuenca de los llanos, en el departamento del Meta. Fue descubierto por la compañía Chevron Petroleum Company en 1969, operándolo hasta el año 2000 cuando Ecopetrol toma el control del campo y convirtiéndolo en uno de los más grandes con los que cuenta, produciendo alrededor 120000 BPD. La mayoría de los pozos producen mediante bombeo mecánico, sin embargo se planea ampliar el número de pozos que utilizan bombeo electrosumergible para incrementar la tasa de producción. Para el estudio de la tendencia incrustante en el campo castilla se revisaran 57 análisis fisicoquímicos de 38 pozos.

### **Campo Cebú**

El campo Cebú está localizado en el departamento del Huila, en la cuenca del Valle Superior del Magdalena, descubierto en 1981 y operado por Hocol-Shell

hasta que Ecopetrol toma el control en 1994 cuando se constituyó la Gerencia Alto Magdalena, produciendo de la formación Monserrate

### **Campo Chichimene**

El campo Chichimene, se localiza en la cuenca de los llanos, 50 km al sur del municipio de Villavicencio, en el departamento del meta. Fue descubierto por Chevron en 1969 y administrado por la misma compañía hasta el año 2000, cuando Ecopetrol entró directamente a operar el campo, convirtiéndolo en uno de los más grandes productores de crudo pesado en el país.

### **Campo DK**

El campo Dina Cretáceo (DK), localizado en la subcuenca de Neiva, a 15 km de esta ciudad en el Valle Superior del Magdalena, fue descubierto en 1969 con el pozo DK-1, pero hasta 1974 empezó el desarrollo del campo, tiene un área productiva de 790 acres y un petróleo original en sitio (OOIP) de 154,4 Mbls.

### **Campo DT**

El campo Dina Terciario (DT), fue el primer campo descubierto en el área de Neiva en 1961, ubicado en el sector central-oeste de la Concesión Neiva-540. El crudo DT es de 20 °API el cual produce principalmente de la formación Honda.

### **Campo Palogrande**

El campo Palogrande (PG), ubicado en el departamento del Huila, fue descubierto en 1971 mediante la perforación del pozo PG-2, pero el desarrollo del campo empezó en 1980 con la perforación de PG-3, alcanzando una producción inicial de 700 BOPD, produce de la Formación Monserrate.

### **Campo San Francisco**

El campo San francisco, ubicado en el municipio de Palermo, en el departamento del Huila, fue descubierto en 1984 mediante un acuerdo entre

Ecopetrol y Hocol, en el cual cada uno tenía una participación del 50%, siendo operado por Hocol hasta el año 2012, logrando una producción acumulada de 200 Mbbls, de los cuales 82.5 Mbbls fueron mediante la energía natural del yacimiento.

### **Campo Santa Clara**

El campo Santa Clara, ubicado en el departamento del Huila, fue descubierto por la compañía Tenneco en 1987, inicialmente fue operado por Hocol y Shell hasta 1994, cuando Ecopetrol toma en control mediante la constitución de la Gerencia Alto Magdalena. Los pozos han sido perforados a profundidad promedio de 3000 pies, produciendo de la Formación Caballos.

### **Campo Tello**

El campo Tello está ubicado en el departamento del Huila, en la subcuenca del Valle Superior del Magdalena. Descubierto en 1972 por la empresa Tennessee Colombia S.A y operado por Hocol desde 1979 hasta 2006, año en el cual fue entregado a la ANH y operado por Ecopetrol desde ese año.

### **Campo Tenay**

El campo Tenay, localizado en el departamento del Huila, en jurisdicción del municipio de Neiva, hace parte de la cuenca del Valle Superior del Magdalena. Produce crudo de 36 °API.

### **Campo Toldado**

El Campo Toldado está localizado al noroccidente de la Cuenca del Valle Superior de Magdalena, en el departamento del Tolima, sobre la formación geológica caballos. El campo se caracteriza por tener un corte de agua cerca del 95%.

## Campo Tibú<sup>20</sup>

El campo Tibú fue descubierto en el año de 1939 por la compañía Colpet, por la cual empezó a ser desarrollado en el año de 1944 bajo la concesión Barco. En 1976 Ecopetrol empezó a operar el campo junto con la compañía Colpet, pero fue hasta 1984 cuando todos los derechos del campo pasaron a ser totalmente de Ecopetrol.

El campo está ubicado en el departamento de Norte de Santander, en la Cuenca del Catatumbo, está conformado por dos anticlinales los cuales reciben el nombre de Tibú y Socuavó y cuatro formaciones productoras denominadas Carbonera, Barco Catatumbo y Grupo Uribante. El crudo que produce es considerado liviano cuya gravedad API oscila entre 32° y 52°.

### 3.2 CONDICIONES DE LOS CAMPOS PARA SIMULAR

Todas las corridas de simulación para la determinación de la tendencia incrustante se realizan desde condiciones de presión y temperatura ambiente, hasta condiciones de presión y temperatura de fondo dependiendo el campo. Ver cuadro 2.

Cuadro 2. Condiciones de presión y temperatura campos de Ecopetrol

Campo	P <sub>fondo</sub> (Psi)	T <sub>fondo</sub> (°F)
A	3000	210
B	3000	220
C	500	140
E	1200	140
F	2500	190
G	800	160
H	4000	280
K	4000	280
L	2000	200
M	800	160
N	1200	140
O	3000	210
P	700	140
Q	4000	280

<b>Campo</b>	<b>P<sub>fondo</sub> (Psi)</b>	<b>T<sub>fondo</sub> (°F)</b>
S	3000	210
R	1200	140
T	1200	140
U	1200	140
J	3000	210
I	1200	140
D	3000	210

#### 4. ANÁLISIS Y RESULTADOS

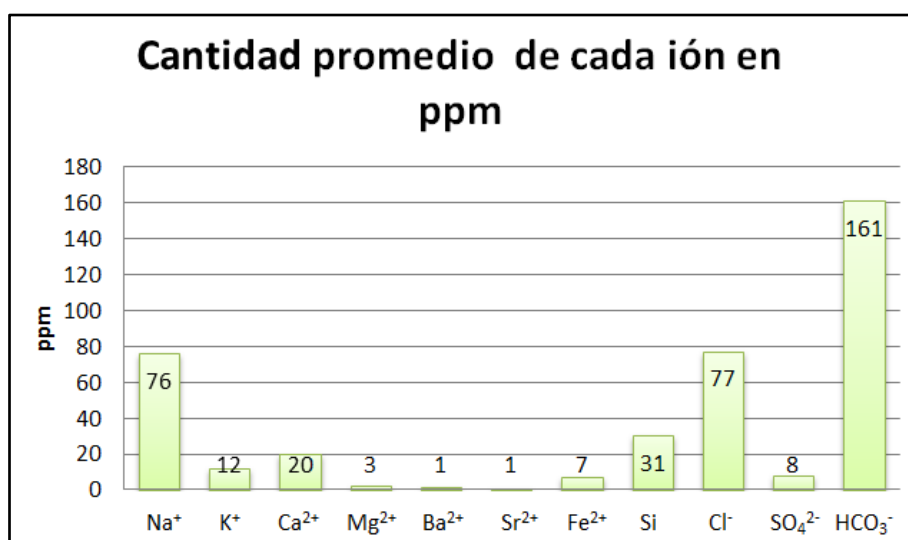
Con el fin de caracterizar, desde el punto de vista fisicoquímico, las aguas de producción asociadas a los principales campos de producción de crudo de Ecopetrol, se analizaron las muestras según su tendencia a formar incrustaciones.

A continuación se muestra un análisis detallado de los campos de Ecopetrol que presentan información fisicoquímica igual a 20 pozos o más. Para los demás campos se podrán ver los resultados en los Anexos A y B.

##### Campo H

El campo H contiene diferentes concentraciones de iones como  $\text{Na}^+$ ,  $\text{K}^+$ ,  $\text{Ca}^{2+}$ ,  $\text{Mg}^{2+}$ ,  $\text{Ba}^{2+}$ ,  $\text{Sr}^{2+}$ ,  $\text{Fe}^{2+}$ ,  $\text{Si}$ ,  $\text{Cl}^-$ ,  $\text{SO}_4^{2-}$ ,  $\text{HCO}_3^-$ , pero éstas no sobresalen por la cantidad de sólidos disueltos presentes en el agua como se observa en la Figura 7.

Figura 7. Concentración promedio de cada ión en el campo H



Estas cantidades tan bajas en las concentraciones, pueden llevar a que el campo no genere altas cantidades de precipitados.

En el cuadro 3, se muestran los resultados obtenidos de los índices de solubilidad de Riznar y Langelier, para conocer la tendencia incrustante del agua con respecto al carbonato de calcio, para cada uno de los pozos en estudio.

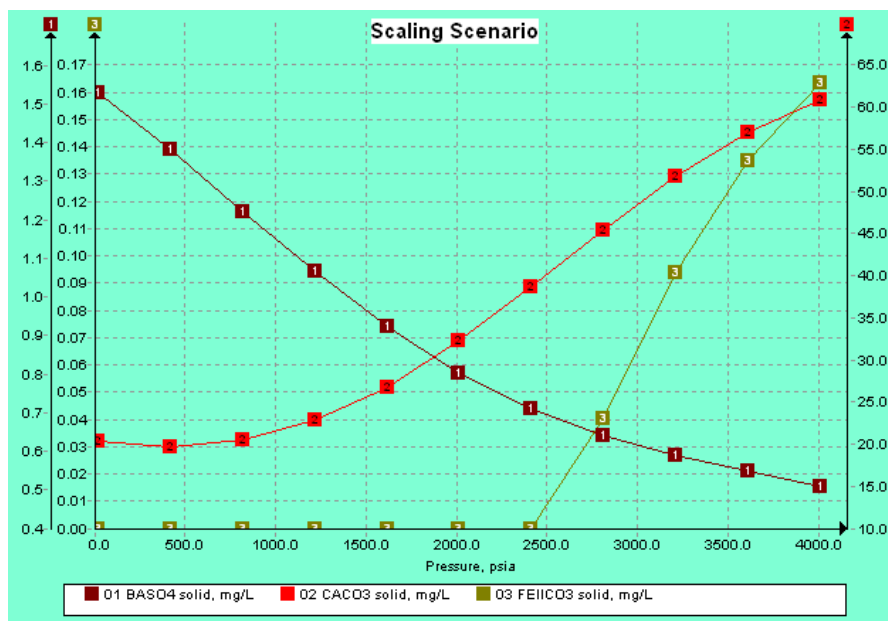
**Cuadro 3. Índices de estabilidad de Riznar y Langelier (Campo H)**

Pozo	SI (Langelier)	Clasificación Langelier	SI (Riznar)	Clasificación Riznar
H 1	-3.451	No incrustante	13.323	Corrosión severa.
H 2	-0.062	No incrustante	7.894	Corrosión media.
H 4	0.180	Incrustante	7.470	Corrosión leve.
H 5	-0.046	No incrustante	7.691	Corrosión leve.
H 6	-1.431	No incrustante	10.013	Corrosión severa.
H 7	-1.583	No incrustante	10.316	Corrosión severa.
H 9	-1.581	No incrustante	10.543	Corrosión severa.
H 11	-0.358	No incrustante	7.936	Corrosión media.
H 12a	-1.786	No incrustante	10.552	Corrosión severa.
H 13	-1.990	No incrustante	10.930	Corrosión severa.
H 1 4	-2.188	No incrustante	10.515	Corrosión severa.
H 15	-2.733	No incrustante	11.576	Corrosión severa.
H 1 6	-1.137	No incrustante	8.884	Corrosión severa.
H 17	0.232	Incrustante	7.525	Corrosión leve.
H 18	-1.118	No incrustante	8.726	Corrosión severa.
H 20	-1.974	No incrustante	10.777	Corrosión severa.
H 21	-1.876	No incrustante	10.591	Corrosión severa.
H 23	-2.021	No incrustante	11.022	Corrosión severa.
H 24	-0.744	No incrustante	8.367	Corrosión media.
H 25	-1.399	No incrustante	9.798	Corrosión severa.
H 26	-1.130	No incrustante	8.640	Corrosión severa.
H 32	-0.551	No incrustante	7.332	Corrosión leve.
H 44	-1.772	No incrustante	10.464	Corrosión severa.
H 135	-0.493	No incrustante	7.496	Corrosión leve.
H Gen	-0.747	No incrustante	8.411	Corrosión media.

De las veinticuatro (24) muestras analizadas, solo dos (2) presentan un valor positivo en el índice de Langelier, pero esto no quiere decir que se formen incrustaciones, debido a que los valores son cercanos a cero. El inconveniente que presenta el campo es un problema de corrosión severa, como se observa en el 67 % de los pozos analizados.

En la figura 8, se presenta el escenario de *scaling* para el pozo H 17, el cual según el índice de estabilidad de Langelier podría presentar incrustaciones de  $\text{CaCO}_3$ .

Figura 8. Escamas presentes en el pozo H 17



En la figura se puede observar que existen tres tipos de escamas presentes: calcita, barita y siderita. La primera es la que genera la mayor cantidad de precipitados, en un rango entre 20.347 mg/L y 60.963 mg/L, generando las mayores cantidades a condiciones altas de presión y temperatura. Por su parte la barita se presenta en todo el sistema productivo, obteniéndose las mayores cantidades cuando el agua se encuentra a una presión y temperatura ambiente, aunque esta escama se ve más influenciada por el efecto de la

temperatura. Por último la siderita se presenta a condiciones por encima de los 2300 psi, precipitando mínimas cantidades, logrando la mayor cantidad en fondo de pozo (0.163 mg/L).

A continuación en el cuadro 4, se puede observar las cantidades precipitadas en cada uno de los pozos del campo H, tanto en fondo como en cabeza de pozo.

**Cuadro 4. Cantidades precipitadas por cada escama en el campo H**

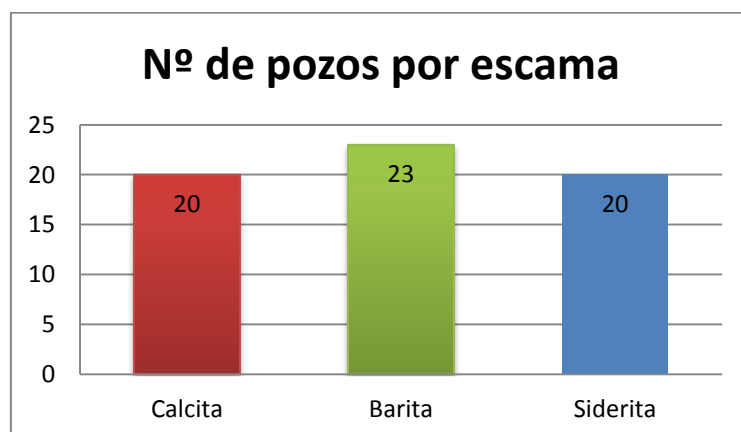
Pozo	Superficie			Fondo		
	Barita mg/L	Calcita mg/L	Siderita mg/L	Barita mg/L	Calcita mg/L	Siderita mg/L
H 1	0.152	-	-	0	-	-
H 2	1.415	4.743	0.151	0.28	39.443	1.227
H 4	-	8.887	0	-	29.535	0.269
H 5	-	8.072	0	-	56.048	0.518
H 6	0.415	0	0	0	1.86	2.92
H 7	-	-	-	-	-	3.494
H 9	-	-	-	-	-	0.039
H 11	0.662	0	1.317	0	57.748	3.544
H 12	2.016	0	0	0.931	2.436	3.274
H 13	0.941	0	-	0.078	4.645	-
H 14	0.025	-	231.788	0	-	317.907
H 15	0.628	-	-	-	-	-
H 16	3.637	0	22.572	1.166	44.349	34.324
H 17	1.53	20.347	0	0.509	60.963	0.163
H 18	1.105	0	0	0	27.254	6.136
H 20	1.009	-	-	0.29	-	-
H 21	1.711	-	0	0.854	-	1.545
H 23	0.813	-	-	0	-	-
H 24	0.622	0	0	0	53.721	3.938
H 25	0.126	0	-	0	5.243	-
H 26	5.099	0	29.225	0.88	59.013	43.208
H 32	0.326	0	0	0	257.291	6.457
H 44	0.624	-	-	0	-	-
H 135	0.1	0	3.154	0	86.491	7.628
H Gen	1.296	-	5.967	0	-	12.839

Los resultados arrojados por simulador muestran que en el campo H la escama que más predomina es la barita (Figura 9), aunque esta solo se presenta a condiciones de presión y temperatura bajas y la cantidad de precipitados no es elevada, como se observa en el cuadro 4, de los 23 pozos afectados por esta escama el que genera las mayores cantidades de precipitados es el pozo H 26 (5.099 mg/L).

El carbonato de calcio es la escama genera la mayor cantidad de precipitados, obteniéndose la mayor cantidad en fondo, en el pozo H 32 (257.291 mg/L), el cual por la cantidad tan alta de precipitados de calcita podría generar incrustaciones de este tipo. Además se presenta el carbonato de hierro, aunque en general se presenta a condiciones altas (presión y temperatura) y en bajas cantidades, existe un caso crítico que se da en el pozo H 14, el cual genera gran cantidad de precipitados de esta escama, pero esto puede deberse a que al momento de la toma de la muestra, el agua tuvo un incremento en sus iones de hierro por el efecto de la corrosión.

El campo H presenta bajas cantidades de precipitados y esto puede explicarse debido a que este campo tiene una producción baja en BS&W<sup>‡</sup>.

Figura 9. Numero de pozos afectados por cada escama (Campo H)

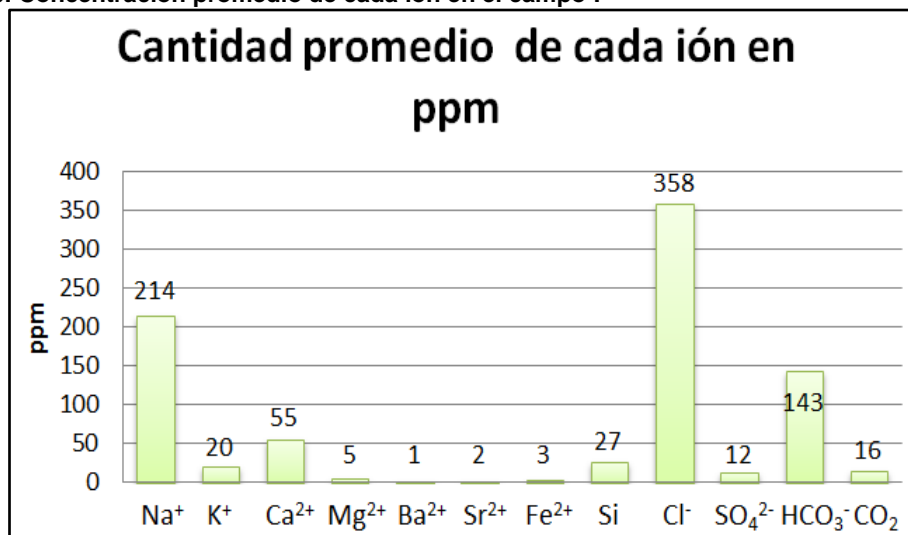


<sup>‡</sup> BS&W: Cantidad de agua y sedimento que se encuentra emulsificado o suspendido en el crudo.

## Campo F

A partir de la información fisicoquímica del campo F, se puede observar que es uno de los campos que presenta menor cantidad de sólidos disueltos en el agua de producción (Figura 10). Las concentraciones más altas son las del ion cloruro y sodio, que pueden formar NaCl, pero debido a la gran solubilidad de esta sal en el agua es difícil que forme precipitaciones. Por su parte, los iones calcio y bicarbonato presentan bajas concentraciones, por lo que las cantidades precipitadas que se puedan encontrar de  $\text{CaCO}_3$  serán bajas.

Figura 10. Concentración promedio de cada ión en el campo F



El estudio de los análisis fisicoquímicos de cada uno de los pozos, mediante los índices de estabilidad de Ryznar y Langelier (Cuadro 1, Anexo A), muestran que el campo tiene un serio problema de corrosión, lo que no quiere decir que no se produzcan precipitados de carbonatos. A partir del índice de Langelier se observa que solo dos (2) pozos pueden presentar incrustaciones de carbonato de calcio, F 22 y 26, aunque no en gran medida debido a que sus índices de estabilidad son menores a 1.

Los resultados obtenidos en la simulación, muestran que el campo F es afectado por tres tipos de escamas, calcita, barita y siderita. Como se observa

en el cuadro 1 del Anexo B, de los 28 pozos que presentan precipitaciones de calcita, solo 9 lo hacen en superficie, siendo el pozo F 139 el que presenta la más alta cantidad en este lugar (75.405 mg/L). Por su parte en fondo de pozo se mantienen niveles medios de precipitados de  $\text{CaCO}_3$ , sobresaliendo el pozo F N84, en el cual se alcanzan cantidades de hasta 159.174 mg/L. La siderita afecta el mismo número de pozos que la calcita, pero las cantidades precipitadas son mucho menores que ésta, solo en el pozo F N115 se generan 121 mg/L de precipitados en fondo de pozo, pero esta cantidad tan elevada puede deberse a problemas de corrosión.

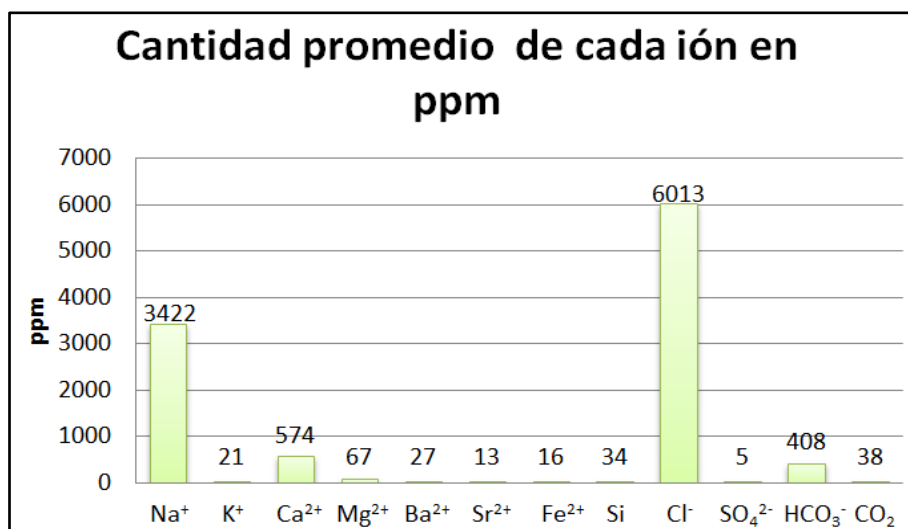
Algunos de los motivos de las cantidades tan bajas que manejan los carbonatos se deben a que el agua presenta  $\text{CO}_2$  disuelto, lo que reduce las precipitaciones de estos y además como se mencionó inicialmente el campo no presenta grandes cantidades de sólidos disueltos.

Por último, la barita es la escama que más pozos afecta (31), pero así mismo es la que menor cantidad de precipitados genera, manejando en superficie un rango entre 0.084 mg/L hasta 5.06 mg/L, correspondientes a los pozos F 17 y F 171, respectivamente.

## **Campo E**

Es uno de los campos más grandes y el que tiene más pozos en estudio, además es uno de los que presenta análisis fisicoquímicos más recientes, por tal motivo comprende un análisis muy completo en cuanto a la concentración de los iones que está presente en el agua. En la figura 11 se puede observar un promedio de cada uno de ellos.

Figura 11. Concentración promedio de cada ión en el campo T



Los análisis fisicoquímicos de cada pozo fueron estudiados mediante los índices de estabilidad de Riznar y Langelier, los cuales indican (Cuadro 5) que en general el agua de producción del campo tiene problemas con la precipitación de carbonato de calcio. En el cuadro 2 del Anexo A se observa los resultados para cada pozo según la clasificación Riznar y Langelier.

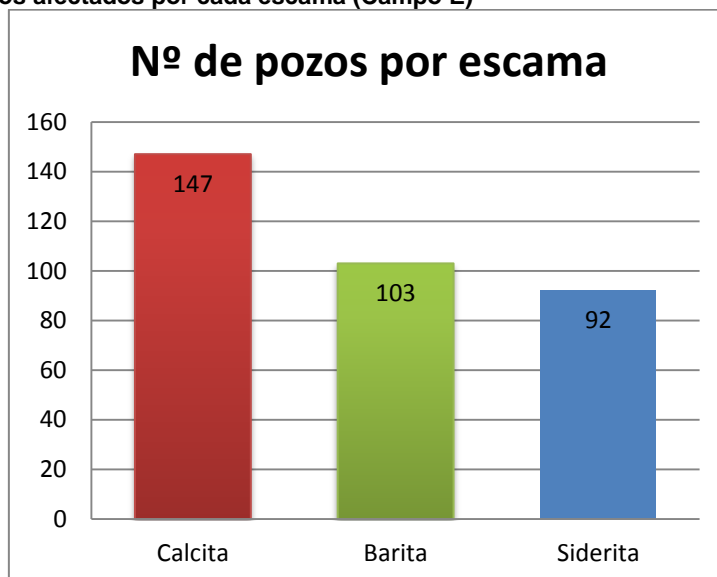
Cuadro 5. Índices de estabilidad de Riznar y Langelier (Campo E)

Índice	SI	Efecto
Langelier	0.805	Incrustante respecto al CaCO <sub>3</sub>
Riznar	5.386	Presencia media de escamas

En el cuadro 2 del Anexo B se aprecian las cantidades precipitadas por cada una de las escamas y los resultados obtenidos en la simulación muestran que el campo E tiene una clara tendencia a formar tres tipos de escamas, calcita, barita y siderita (Figura 12). La primera es la escama más representativa por la cantidad de precipitados y porque está presente en la mayoría de los pozos del campo, los niveles de precipitados son considerables que en promedio van desde 79.849 mg/L hasta 99.978 mg/L, aumentando proporcional a la

temperatura y la presión. La barita es la segunda escama que afecta a más pozos, pero es la escama que menor cantidad de precipitados genera, alcanzando su máximo nivel en superficie con 9.740 mg/L y disminuye a medida que aumentan las condiciones operacionales de presión y temperatura. Por último la siderita es la escama que afecta menos pozos, pero aun así está presente en el 60% de los pozos, la cantidad de precipitados es media-baja que va desde 6.647 mg/L hasta 19.395 mg/L, siendo en fondo donde más cantidad de precipitados presenta.

Figura 12. N° pozos afectados por cada escama (Campo E)

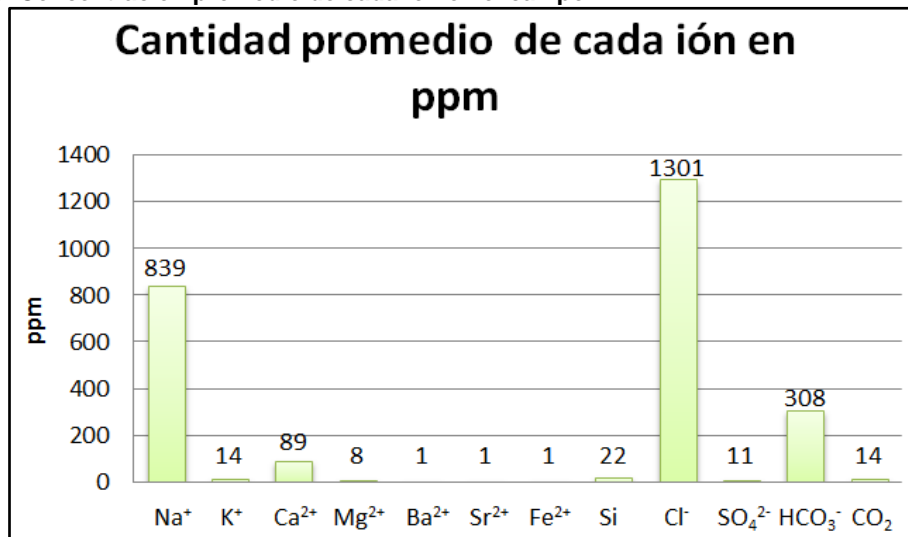


### Campo L

El campo L, presenta bajas cantidades de solidos disueltos, Como se observa en la figura 13 los iones con mayor concentración son el cloro y el sodio, pero debido a que esta sal tiene una gran solubilidad es difícil que se formen precipitados de NaCl, aunque a mayor salinidad del agua esta es más corrosiva. Los siguientes iones con mayor concentración son el calcio y el bicarbonato con concentraciones promedio de 89 mg/L y 308 mg/L,

respectivamente. Estos iones se unen para formar el carbonato de calcio, pero debido a que las concentraciones no son tan elevadas puede que no se genere gran cantidad de precipitados.

Figura 13. Concentración promedio de cada ión en el campo L



En el cuadro 3 del Anexo A, se puede apreciar los índices de estabilidad para la calcita para cada uno de los pozos pertenecientes al campo L, obtenidos mediante las expresiones matemáticas propuestas por Langelier y Riznar. Los índices de estabilidad indican que el agua de producción de doce (12) pozos tiene problemas de corrosión y las demás muestras indican que el agua es de carácter incrustante respecto al CaCO<sub>3</sub>.

A partir de los resultados obtenidos de la simulación se determinó que el campo L es afectado principalmente por la calcita, barita y siderita. En el cuadro 3 del Anexo B se puede observar la cantidad de precipitados para cada escama.

El carbonato de calcio es la escama que causa los mayores problemas en cuanto a la cantidad que precipita, debido a que en un gran número de pozos el análisis fisicoquímico muestra que estos precipitan calcita en cantidades por encima de los 200 mg/L en fondo de pozo, aunque para efectos generales del

campo, la precipitación de esta escama se da en promedio desde 33.715 a 76.578 mg/L, en superficie y fondo, respectivamente, lo que indica que es la escama más representativa del campo L

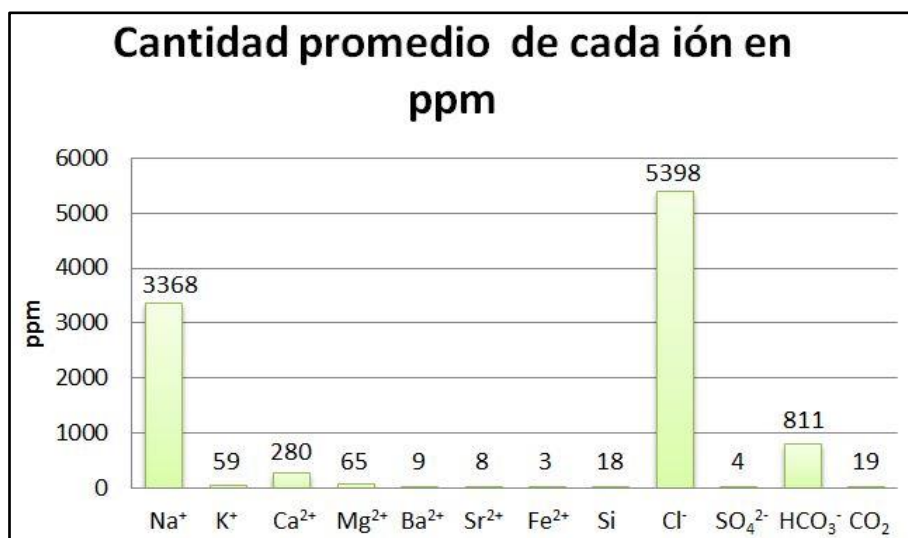
La siderita (carbonato de hierro), es la siguiente escama que más pozos afecta (7 pozos), precipitando las mayores cantidades a condiciones altas de presión y temperatura; aunque los precipitados generados por esta escama son cantidades bajas, en el pozo que se logran las mayores cantidades es el L 30 con 27.896 mg/l en fondo de pozo. Por último la barita se da más que todo a presiones y temperaturas cercanas a la ambiente, precipitando cantidades mínimas, además de los 4 pozos que son afectados por esta escama en ninguno de ellos alcanza a precipitar en fondo de pozo.

Las cantidades de precipitados tan bajas que se generaron, puede deberse a que como se afirmó inicialmente no se presentan gran cantidad de sólidos disueltos en el agua y la presencia del CO<sub>2</sub>, ayuda a que se reduzcan los precipitados de carbonatos.

### **Campo Q.**

Los análisis fisicoquímicos del campo Q presentan una información muy completa en cuanto a las concentraciones de los aniones y cationes presentes en el agua, en la figura 14 se puede observar un promedio de cada uno de los iones y se resalta además de la cantidad de iones cloruro y sodio, las concentraciones altas de calcio y bicarbonato, lo que anticipa la presencia de precipitados de calcita. Además los análisis fisicoquímicos contiene CO<sub>2</sub> disuelto en el agua, lo que podría ayudar a disminuir la cantidad de precipitados de carbonatos, sobretodo en fondo de pozo.

Figura 14. Concentración promedio de cada ión en el campo Q



Analizando la información fisicoquímica del campo, mediante los índices de estabilidad de Riznar y Langelier, con el fin de obtener una idea acerca de la característica del agua de producción del campo Q, se puede observar en el cuadro 4 del Anexo A, que el agua genera escamas y es de carácter incrustante respecto al carbonato de calcio.

Como se observa en el cuadro 4 del Anexo B, el campo Q se ve afectado principalmente por la calcita, dicha escama mantiene un promedio de 200 mg/l en superficie y 342 mg/L en fondo, aunque la cantidad más alta se genera en el pozo Q 60, alcanzando 680.018 mg/L en fondo de pozo. Es importante resaltar que este pozo es uno de los que presenta mayor cantidad de iones calcio y bicarbonato en el análisis fisicoquímico, lo que explica la cantidad de precipitados generada.

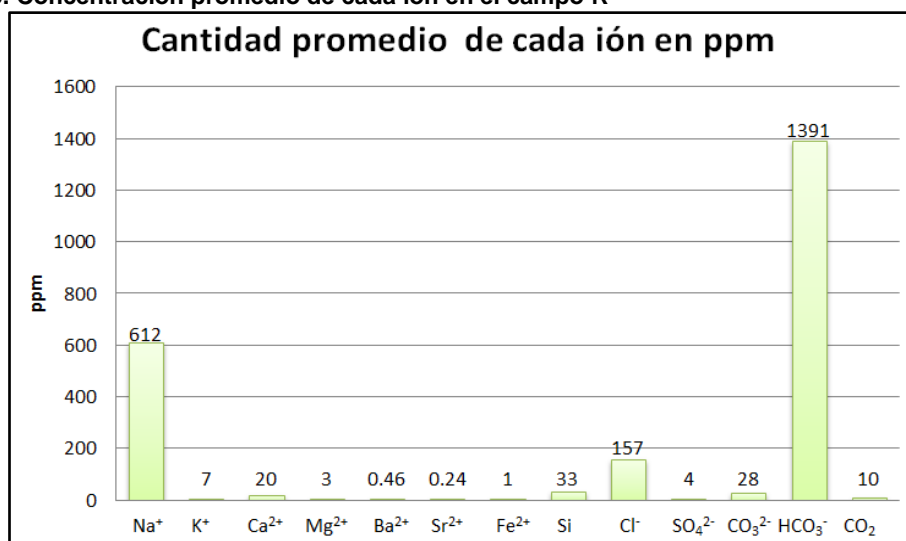
El sulfato de bario es la otra escama que más pozos afecta (19 pozos), pero a pesar de estar presente en un gran número de pozos, la cantidad de precipitados es relativamente baja, manteniendo la constante de precipitar a condiciones cercanas a la ambiente, tan solo en un pozo (Q 58) precipita en el fondo, y es precisamente ese el que logra las mayores cantidades de precipitados en superficie (9.076 mg/L). Por último la siderita solo está presente

en 4 pozos y precipita en bajas cantidades, siendo al igual que el carbonato de calcio, en fondo donde se logran las mayores cantidades.

## Campo R

El campo R, presenta bajas cantidades de solidos disueltos, como se observa en la figura 15, el ion que presenta la mayor concentración es el bicarbonato, que podría reaccionar con el ion calcio para formar carbonato de calcio, aunque las concentraciones de calcio son bajas, lo que ayudara a que los precipitados que se formen no sean altos. El siguiente ion más representativo es el sodio, que al unirse con el ion cloruro generan el NaCl, una sal que aumentaría el grado de salinidad del agua y la podría volver más corrosiva.

Figura 15. Concentración promedio de cada ión en el campo R



Analizando la información fisicoquímica del campo, mediante los índices de estabilidad de Riznar y Langelier (cuadro 5, Anexo A), se puede observar que existe presencia de escamas de carbonato de calcio, aunque según la escala, estas se podrían presentar en cantidades bajas. Además en los pozos Tibú 46 y R 402 no se presenta incrustaciones de calcita. Según los índices de estabilidad el campo R podría presentar problemas de corrosión en el 10% de

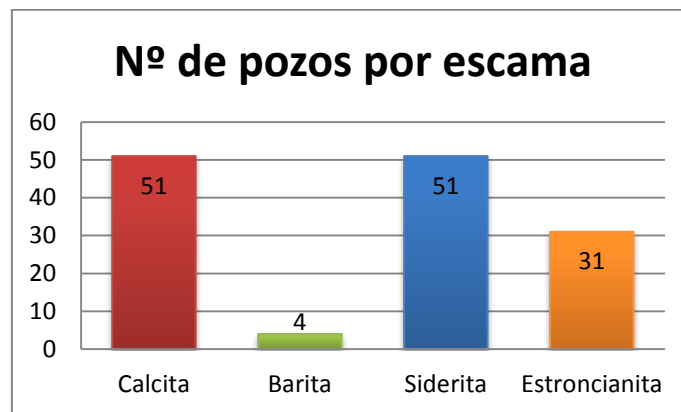
los pozos. Para tener una idea del comportamiento del agua de producción en el cuadro 6 se puede apreciar el resultado de los índices de estabilidad para efectos generales.

**Cuadro 6. Índices de estabilidad de Riznar y Langelier (Campo R)**

Índice	SI	Efecto
Langelier	1.005	Incrustante respecto al CaCO <sub>3</sub>
Riznar	6.186	Pocas escamas

En la figura 16 se puede ver que las escamas que afectan al mayor número de pozos en el campo R son la calcita y la siderita, además el cuadro 5 del Anexo B, se puede apreciar la cantidad de precipitados que genera cada una de ellas.

**Figura 16. N° pozos afectados por cada escama (Campo R)**



El campo R en general no genera gran cantidad de precipitados, debido a que presenta un bajo contenido de sólidos disueltos. Sin embargo los resultados obtenidos en la simulación indican que la calcita es la escama que causa los mayores problemas, debido a que produce las mayores cantidades de precipitados. Esta escama en la mayoría de los pozos mantiene un nivel medio de precipitaciones, solo en los pozos R 44 y R 519 presenta precipitaciones

altas, ya que estos dos pozos según el índice de estabilidad de Riznar generan escamas pesadas.

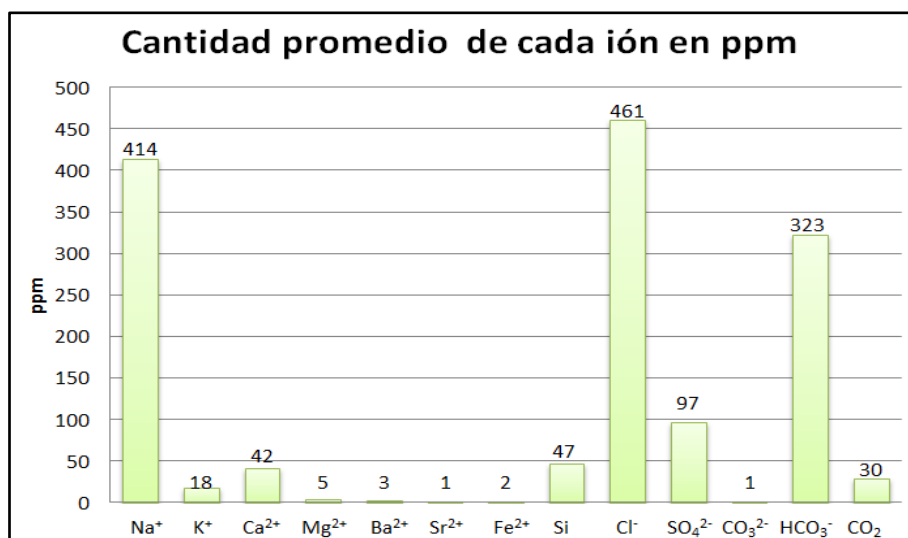
En cuanto a la siderita no representa un gran problema debido a que los precipitados que genera son bajos, en el 77% de los pozos estos no alcanzan 1 mg/L. la mayor cantidad se obtiene en el pozo R 129, el cual mantiene un promedio de aproximadamente 10 mg/l en superficie y fondo, en necesario aclarar que este pozo presenta leves problemas de corrosión.

Otras escamas como el carbonato de estroncio, a pesar de que afecta a un gran número de pozos, los precipitados que genera no llegan a 1 mg/L en fondo que es el lugar donde mayor cantidad podría presentar. Por último el sulfato de bario es la escama que menor número de pozos afecta, sin embargo en el pozo R 32 precipita 84.576 mg/L en superficie y 81.559 mg/L en fondo, cantidades representativas puesto que en general en los demás pozos precipita mínimamente.

## **Campo B**

El campo B presenta un bajo contenido de sólidos disueltos (Figura 17), por lo que se espera que la cantidad de precipitados que se generen sean bajos. Los iones con mayor concentración son los de sodio y bicarbonato, lo que indica que es probable que se forme NaCl por lo que se podría esperar posible problemas de corrosión al incrementarse la salinidad del agua.

Figura 17. Concentración promedio de cada ión en el campo B



Es muy importante saber cómo es la naturaleza del agua, por tal motivo se hizo uso de los índices de estabilidad de Riznar y Langelier, con el fin de saber si el agua de la producción del campo B presenta incrustaciones de carbonato de calcio. En el cuadro 6 del Anexo A, se puede observar que la mayoría de los pozos (18 pozos) presenta problemas de corrosión y los 8 pozos restantes que tienen tendencia a formar incrustaciones lo harán en cantidades bajas, puesto que las concentraciones de calcio y bicarbonato no son altas como para provocar un gran desequilibrio.

En el cuadro 6 del Anexo B, se puede observar que la calcita es la escama que genera la mayor cantidad de precipitados, sobre todo en los pozos B 6, 9, 45H y Este 1, pozos que según los índices de estabilidad presentan incrustaciones de CaCO<sub>3</sub>. Los demás pozos, pese a que algunos de ellos pueden llegar a tener problemas con las incrustaciones, generan precipitados en cantidades medio bajas.

El sulfato de bario a pesar de que afecta a un gran número de pozos, genera precipitaciones en bajas cantidades, obteniéndose la mayor cantidad en el

pozo B 5 con 2.386 mg/L. Esta escama mantiene la constante de precipitar las mayores cantidades a condiciones de superficie.

Además de estas escamas existen otras que afectan a menor número de pozos como los carbonatos de hierro y estroncio. El primero afecta a 13 pozos y las cantidades precipitadas alcanzan a llegar hasta los 28.435 mg/L en el pozo B 3. La estroncianita afecta solo a 6 pozos, manteniendo un comportamiento bajo en cuanto a las precipitaciones, la cantidad más alta se logra en el pozo B 9 con 9.275 mg/L. Al igual que los demás carbonatos, esta escama precipita las mayores cantidades en fondo de pozo.

### Otros campos

En el estudio de la tendencia incrustante igualmente se analizaron los campos A, J, I, U, C, G, K, M, O, P, T, S, D y N, los cuales también son operados por Ecopetrol. A continuación se muestran los resultados de forma general para cada uno de ellos.

**Cuadro 7. Resultados generales de otros campos de Ecopetrol**

Campo	Nº pozos	Escamas presentes	Tipo de agua
A	11	Barita, Calcita y Siderita	Incrustante
J	1	Barita y Calcita	Incrustante
I	2	Barita y Calcita	Incrustante
U	14	Barita, Calcita, Siderita y Estroncianita	Incrustante
C	5	Barita y Calcita	Incrustante
G	7	Calcita	Incrustante
K	19	Barita, Calcita y Siderita	Incrustante
M	19	Barita, Calcita y Siderita	Incrustante
O	8	Barita, Calcita y Siderita	Incrustante
P	15	Barita, Calcita, Siderita y Estroncianita	Incrustante
T	8	Barita, Calcita y Siderita	Incrustante
S	5	Barita, Calcita y Siderita	Incrustante
D	4	Barita, Calcita y Siderita	Corrosiva
N	7	Barita, Calcita, Siderita y Estroncianita	Incrustante

Como se muestra en el cuadro 7, solo en el campo D no se generan incrustaciones, los demás pozos tienen problemas con la precipitación de carbonato de calcio. Del cuadro 7 al cuadro 20 de los Anexos A y B se pueden observar los índices de estabilidad de Riznar y Langelier y la cantidad de precipitados, respectivamente, generados en cada uno de los pozos que pertenecen a los campos en estudio.

## COMPORTAMIENTO DEL CARBONATO DE CALCIO ASOSIADO A UN GAS

Con el fin de observar el comportamiento de la precipitación de carbonato de calcio cuando el agua de producción entra en contacto con un gas, se propuso una composición del gas como se muestra en el cuadro 8.

**Cuadro 8. Composición propuesta de un gas.**

Composición del gas	
Compuesto	Porcentaje (%)
Metano	80
Etano	5
Propano	3
i-Butano	3
n-Butano	2
i-Pentano	2
CO <sub>2</sub>	5

Con esta composición se analizaron 20 pozos de 8 campos, puesto que el comportamiento de las corridas de simulación es idéntico para los demás pozos.

Los resultados obtenidos y sus respectivos análisis se puede observar a continuación:

### **Campo Q**

La incidencia del CO<sub>2</sub>, en el campo Q se estudió en los pozos Q 8,12 y 34. Como se muestra en el cuadro 9.

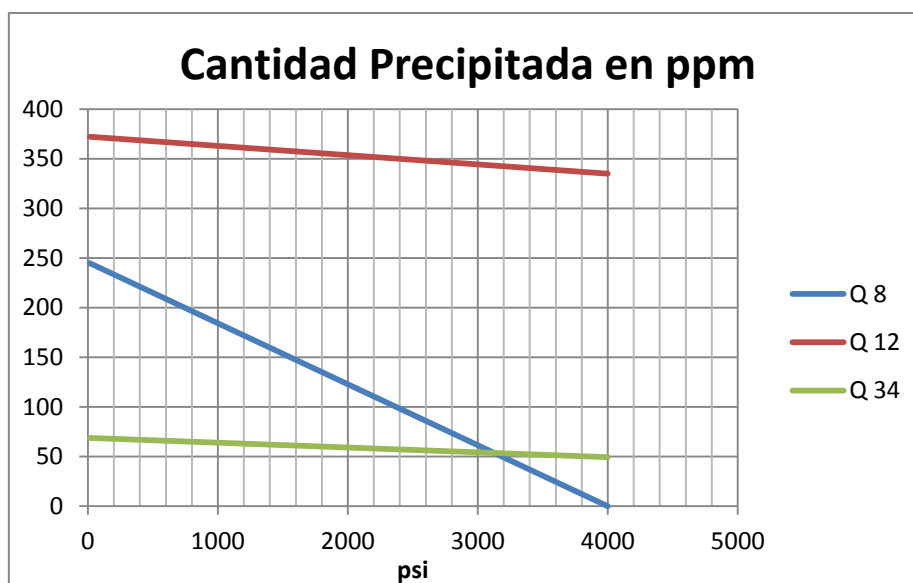
**Cuadro 9. Cantidad precipitada de CaCO<sub>3</sub> mediante la incidencia de un gas**

Pozo	Cantidad precipitada (mg/L)		ST <sub>sup</sub>	ST <sub>fondo</sub>
	14.696 psi	4000 psi		
Q 8	244.852	0	3.8817	0.5651
Q 12	372.2	335	5.9217	5.6419
Q 34	68.8	49.4	1.5628	1.4103

Como se puede observar, hay una reducción en la cantidad precipitada de carbonato de calcio en el fondo del pozo. Los pozos Q 8 y Q 34 inicialmente presentaban incrustaciones de calcita, sin embargo, cuando el agua de producción entra en contacto con un gas, se genera una situación que incide en la carencia de este tipo de incrustaciones, que según el ST se produce cuando los valores son mayores a 4.

El pozo Q 12 es productor de escamas y genera gran cantidad de precipitados, aunque bajó considerablemente en comparación al resultado obtenido inicialmente.

Figura 18. Cantidad precipitada de CaCO<sub>3</sub> debido a la incidencia del gas en el campo Q



En la figura 18 se puede observar que la acción del CO<sub>2</sub> hace que en el fondo de pozo las cantidades precipitadas sean menores, depositándose la mayoría del CaCO<sub>3</sub> en las tuberías de producción, lo que facilita el uso de raspadores o algún otro agente que permita el control de las incrustaciones.

### Campo O

El campo O se caracteriza por generar altas cantidades de precipitados, sobre todo en fondo de pozo, por tal motivo se estudiará el comportamiento de agua de producción cuando entra en contacto con gas. Para cumplir el objetivo se analizarán los pozos O 139, O 181 y O 185.

En el cuadro 10 se observan los resultados obtenidos de simular el comportamiento del agua de producción.

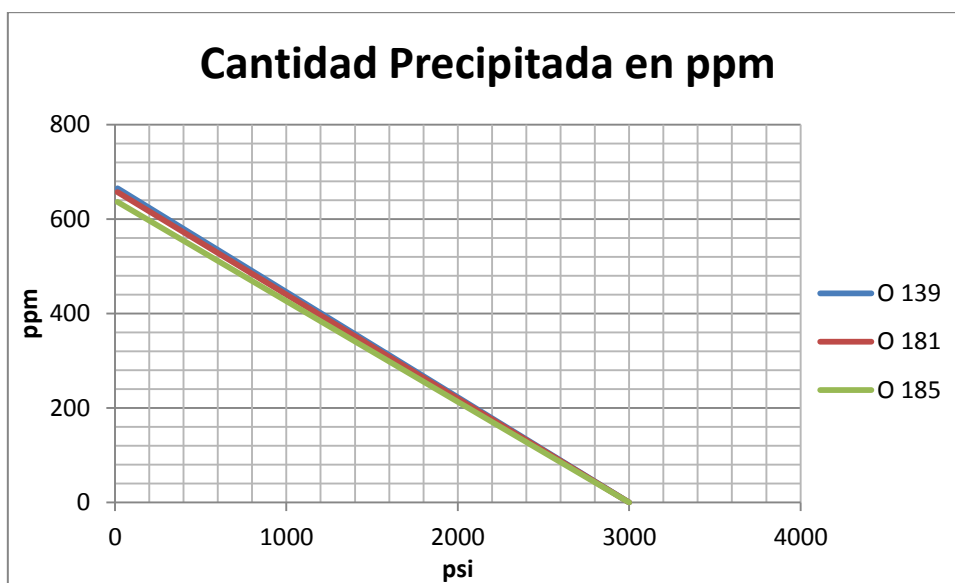
**Cuadro 10. Cantidad precipitada de CaCO<sub>3</sub> mediante la incidencia de un gas**

Pozo	Cantidad precipitada (mg/L)		ST <sub>sup</sub>	ST <sub>fondo</sub>
	14.696 psi	3000 psi		
O 139	665.1	0	14.724	0.3794
O 181	657	0	14.4479	0.3747
O 185	636.2	0	13.6836	0.3504

Como se observa en el cuadro los tres pozos presentan problemas de incrustaciones de carbonato de calcio a condiciones cercanas a la ambiente. Inicialmente los problemas eran provocados en fondo de pozo, lo que hace suponer que la incidencia del gas, especialmente la del CO<sub>2</sub> causa un gran efecto a altas presiones y temperaturas.

El campo O en general genera altas cantidades de precipitados deportándose en las tuberías de producción, por lo que hay que tener cuidado y usar tratamientos que ayuden a controlar las incrustaciones. En la figura 19 se puede ver la tendencia de la calcita, la cual genera las mayores cantidades en superficie.

**Figura 19. Cantidad precipitada de CaCO<sub>3</sub> debido a la incidencia del gas en el campo O**



## Campo P

El campo P presenta inconvenientes con la precipitación de carbonato de calcio, por tal motivo se estudió el comportamiento del agua de producción, para tener una idea de cómo actúa esta escama al momento de estar en contacto con un gas desde fondo de pozo hasta superficie.

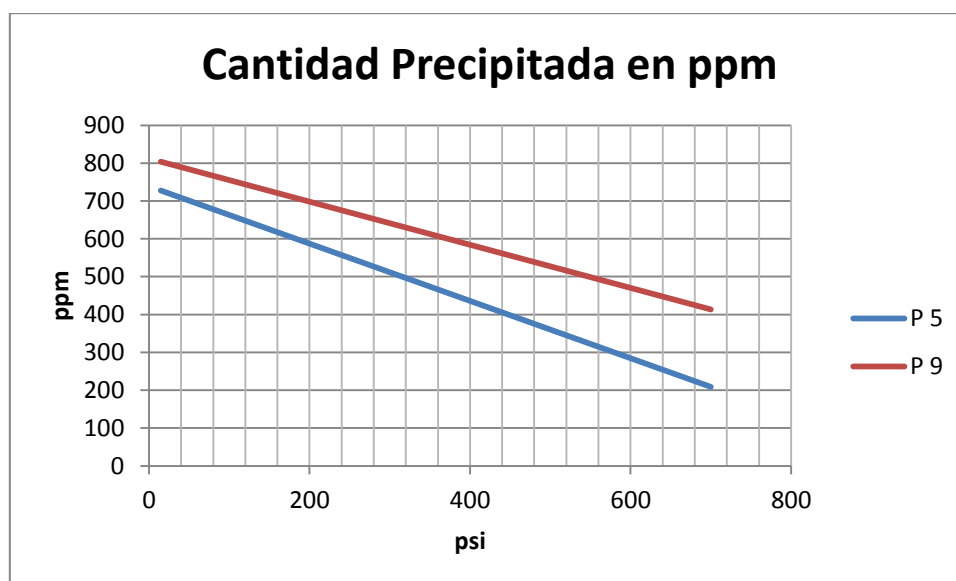
A continuación en el cuadro 11 se presentan los resultados de la simulación de los pozos P 5 y P 9.

**Cuadro 11. Cantidad precipitada de CaCO<sub>3</sub> mediante la incidencia de un gas**

Pozo	Cantidad precipitada (mg/L)		ST <sub>sup</sub>	ST <sub>fondo</sub>
	14.696 psi	700 psi		
P 5	727.7	208.8	17.0452	1.8133
P 9	803.8	413.4	28.6587	3.2055

Como se puede observar en la figura 20 las cantidades que precipitan los dos pozos en superficie son elevadas, disminuyendo a medida que se avanza hacia el fondo del pozo. Además los valores del ST (cuadro 11) indican que hay serios problemas de incrustaciones sobre todo en superficie, lo que puede causar problemas con la producción de crudo. Sin embargo, en cercanías al fondo del pozo se puede presentar el mismo problema debido a las cantidades tan altas de precipitados.

Figura 20. Cantidad precipitada de CaCO<sub>3</sub> debido a la incidencia del gas en el campo P

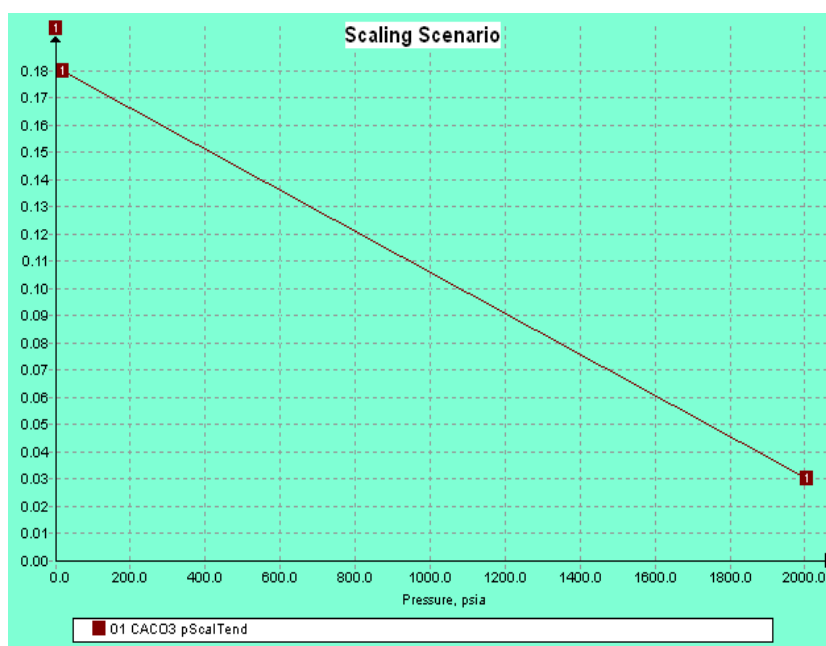


### Campo K

El campo K presenta cantidades precipitadas de carbonato de calcio considerables, sobre todo si se analiza el fondo del pozo donde se alcanzaron valores de hasta 447.025 mg/L.

Para observar el comportamiento del campo y la acción del CO<sub>2</sub> se estudiaron los pozos K 25, K 26 y K 34, sin embargo al realizar las simulaciones ninguno de ellos logra generar precipitados de carbonato de calcio; obteniéndose un ST semejante para los tres pozos como se muestra en la figura 21.

Figura 21. *Scaling Scenario* en el campo K



Como se puede observar el gas causa un gran efecto en la precipitación de carbonato de calcio en este campo, puesto que reduce a cero los niveles y por ende se evitan problemas operacionales.

### Campo A

Este campo es uno de los que presenta mayores problemas con la precipitación de carbonato de calcio. Inicialmente se pudo observar que el agua de producción de todos los pozos es de carácter incrustante, por tal motivo se realizó algunas simulaciones para observar el comportamiento del agua al estar en contacto con un gas. Los pozos analizados fueron A 2, A 6 y A 9 y en cuadro 12 se puede apreciar los resultados.

Cuadro 12. Cantidad precipitada de CaCO<sub>3</sub> mediante la incidencia de un gas

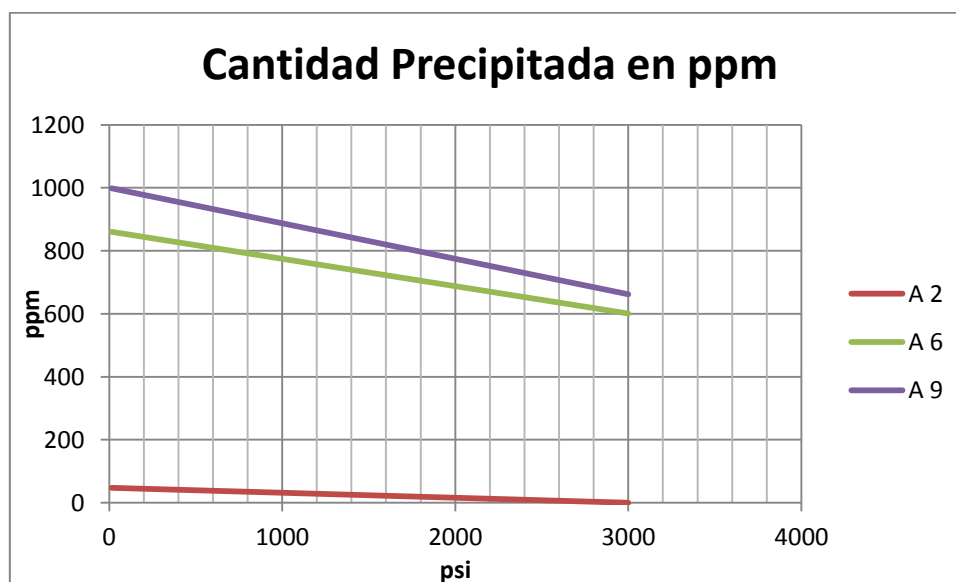
Pozo	Cantidad precipitada (mg/L)		ST <sub>sup</sub>	ST <sub>fondo</sub>
	14.696 psi	3000 psi		
A 2	47.4	0	1.6802	0.4121

Pozo	Cantidad precipitada (mg/L)		ST <sub>sup</sub>	ST <sub>fondo</sub>
	14.696 psi	3000 psi		
A 6	860.2	600.8	27.8582	6.6623
A 9	998.5	661.9	26.1112	6.0782

Los resultados obtenidos indican que solo el pozo A 2 presenta una condición favorable a la presencia del CO<sub>2</sub>, debido a que la cantidad de precipitados de calcita bajo considerablemente, sin que exista el riesgo de presentarse incrustaciones de este tipo.

Los pozos A 6 y A 9 bajaron mínimamente sus precipitados de calcita, como se muestra en la figura 22 la tendencia de estos pozos es precipitar mayores cantidades de CaCO<sub>3</sub> a medida que se disminuye la presión y la temperatura. Como se puede apreciar las cantidades de precipitados son bastante altas causando incrustaciones en todo el sistema productivo.

Figura 22. Cantidad precipitada de CaCO<sub>3</sub> debido a la incidencia del gas en el campo A

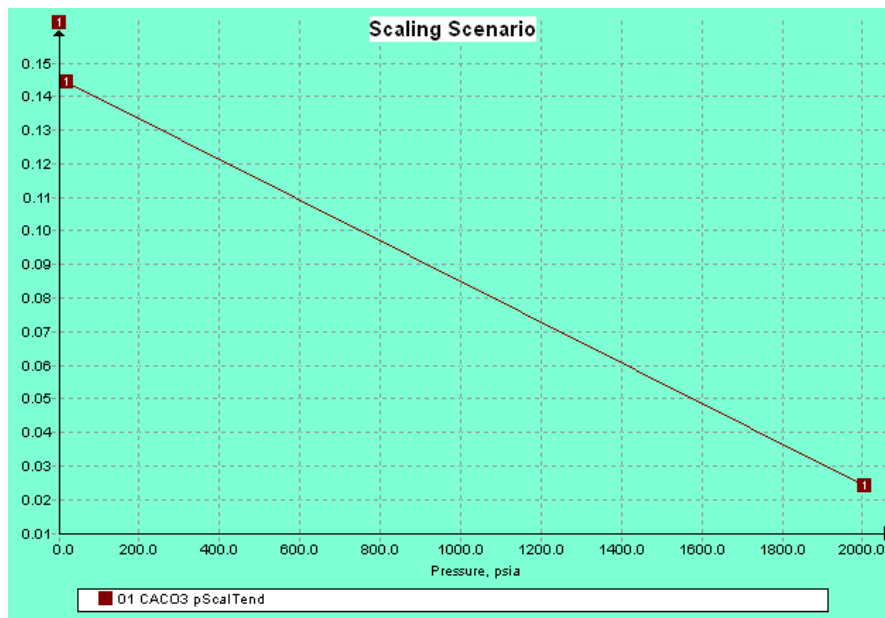


## Campo L

En el campo L las cantidades de precipitados de  $\text{CaCO}_3$  que se producen no son relativamente altas, sin embargo los resultados iniciales arrojaron que se presentan escamas de carbonato de calcio.

Con el fin de conocer cómo se comporta el agua con la presencia del  $\text{CO}_2$  se estudiaron los pozos L 25, L 26 y L 34.

Figura 23. *Scaling Scenario* en el campo L



La figura 23 muestra que los pozos no generan precipitados de carbonato de calcio, manteniendo un ST bajo en el sistema de producción, destacando la acción del  $\text{CO}_2$  el cual evita la aparición de esta escama y por ende la formación de incrustaciones.

## Campo G

El agua de producción del campo G es de carácter incrustante respecto al carbonato de calcio; por tal motivo se simuló dicha agua poniéndola en contacto con un gas para ver cómo varía la precipitación de esta escama.

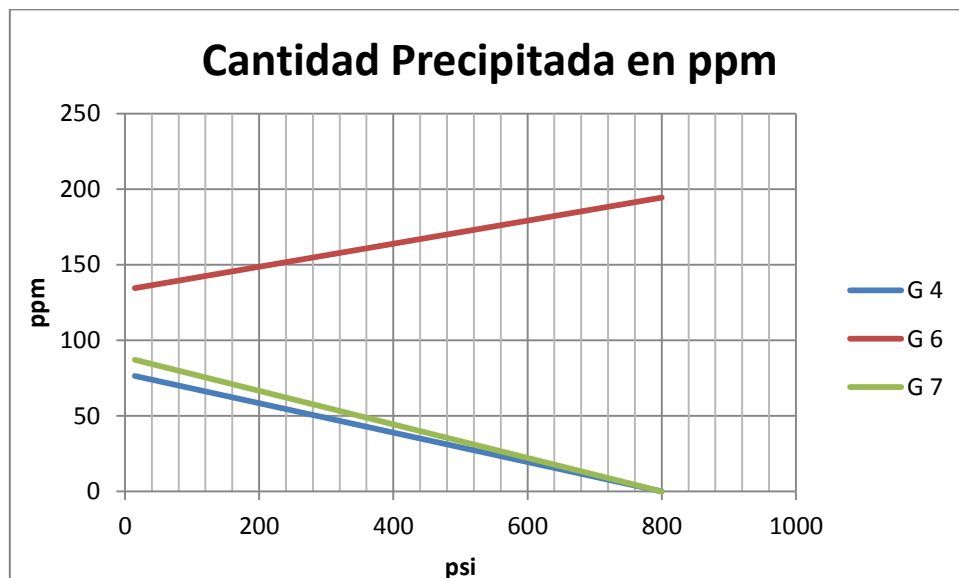
A continuación en el cuadro 13 se muestran los resultados de los pozos G 4, G 6 y G 7.

**Cuadro 13. Cantidad precipitada de CaCO<sub>3</sub> mediante la incidencia de un gas**

Pozo	Cantidad precipitada (mg/L)		ST <sub>sup</sub>	ST <sub>fondo</sub>
	14.696	800		
G 4	76.4	0	1.6437	0.2228
G 6	134.5	194.4	7.5386	11.3952
G 7	87.1	0	1.7577	0.2398

Como se puede observar los pozos G 4 y 7 presentan un comportamiento idóneo debido a que los precipitados generados son en medianas cantidades sin que se generen incrustaciones de CaCO<sub>3</sub>. En la figura 24 se logra ver el comportamiento de esta escama, disminuyendo a medida que aumenta la presión y la temperatura hasta llegar a cero.

**Figura 24. Cantidad precipitada de CaCO<sub>3</sub> debido a la incidencia del gas en el campo G**





## 5. CONCLUSIONES

- ✓ A partir de la herramienta de simulación *scalechem* se pudo analizar el agua de producción, encontrándose que las escamas más comunes en los campos analizados son el carbonato de calcio, sulfato de bario y carbonato de hierro; siendo el carbonato de calcio la escama con mayores problemas debido a que está presente en 446 pozos, generando en algunos de ellos cantidades que superan los 1000 mg/l, lo que trae consigo incrustaciones que disminuyen el flujo y aumenta los costos operacionales.
  
- ✓ A partir de los resultados obtenidos, la cuenca del Valle Superior Del Magdalena es la que presenta los mayores problemas de incrustaciones de  $\text{CaCO}_3$ , dada la cantidad de sólidos disueltos presentes en el agua de producción.
  
- ✓ Los campos que pertenecen a la Cuenca de los Llanos Orientales (F, D, H y B) y el campo L, según los resultados obtenidos en la simulación indican el 86% de los pozos presentan cantidades de precipitados inferiores a 100 mg/l, convirtiéndolos en los campos que en promedio generan las menores cantidades de precipitados.
  
- ✓ La calcita precipita las mayores cantidades a condiciones altas de presión y temperatura, siendo en el campo A donde en promedio se generan las mayores cantidades con 787.84 mg/l, seguido por los campos O y Q con 550.13 mg/l y 422.74 mg/l, respectivamente.
  
- ✓ La presencia del  $\text{CO}_2$  disminuye la precipitación de  $\text{CaCO}_3$ , debido a que al haber una mayor concentración de dióxido de carbono favorece la formación

de bicarbonato de calcio, compuesto que es soluble en el agua. De los 20 pozos analizados, 7 presentan una disminución en el fondo de pozo del 100% de precipitados de  $\text{CaCO}_3$ , y en los 6 que pertenecen a los campos K y L no se generan precipitados en ninguna parte del sistema de producción.

✓ El sulfato de bario se precipita en bajas cantidades en los 21 campos analizados, precipitando en promedio en un rango entre 0.2 mg/l y 21. 8 mg/l, pertenecientes a los campos M y R, respectivamente. Este escenario se da, debido a que no es muy común encontrar cantidades significativas de los iones bario y sulfato en una misma agua.

## 6. RECOMENDACIONES

- ✓ Tomar muestras de agua tanto en fondo como en superficie con el fin de comparar los resultados y evitar posibles errores, como la contaminación del agua en la tubería por algún agente externo o por la misma corrosión.
  
- ✓ Realizar un estudio exhaustivo de la tendencia incrustante en un solo campo, teniendo en cuenta el estrato productor que se está manejando en los diferentes pozos.
  
- ✓ Determinar la composición del crudo y el gas que se produce, realizando las simulaciones correspondientes junto al agua de producción con el fin de obtener un resultado certero de la tendencia incrustante.

## REFERENCIAS

1. PEÑA, C. Producción de petróleo se mantuvo en el millón de barriles en febrero. Marzo 10, 2015. Revista de Petróleo & Gas. Disponible en <http://revistapetroleoygas.co/produccion-de-petroleo-se-mantuvo-en-el-millon-de-barriles-en-febrero/> (Fecha de acceso Abril 18, 2015).
2. GALVIS RODRÍGUEZ, C. A., y NOGUERA ARDILA, Wilmer German. Remoción de escamas de carboanto de calcio en formaciones de areniscas, por medio de un tratamiento químico. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2013.
3. AHMED, T., and MCKINNE, Paul D., Advanced Reservoir Engineering. Elsevier Science: Amsterdam, 2005.
4. CRABTREE, M., ESLINGER, David. , FLETCHER, Phil. , MILLER, Matt , JOHNSON, Ashley. y KING George La lucha contra las incrustaciones-Remocion y Prevencion. 1999.
5. 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.
6. ACHURRY ZAPATA, D. L., y MARTINES LOPEZ, Raúl Andrés. Modelamiento de la depositación de escamas de carbonatos de calcio en el wellbore. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2013.
7. Bolaños Chombo, V., Química analítica cualitativa 3ra Edición ed.; UAEM: México, 2003.

8. Moghadasi, J. J., M.; Müller-Steinhagen, H.; Sharif, A, Formation Damage Due to Scale Formation in Porous Media Resulting From Water Injection. SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control 2004, SPE 86524, 1-11.
9. Larrea Idiarte, A. E. Estudio de problemas de incrustaciones, evaluación técnica y estimación de costos de químicos anti-incrustantes para diseños de tratamientos tipo “squeeze” a las areniscas U y T de campo Shushufindi. Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil-Ecuador, 1999.
10. Zahedzadeh, M. K., M.; Roayaei, E.; Emadi, M.; Radmehr, M. Gholamianpour, H.; Ashoori, S.; Shokrollahzadeh, S., Comprehensive management of mineral scale deposition in carbonate oil fields. Comprehensive management of mineral scale deposition in carbonate oil fields. 2014.
11. Oddo, E., Why Scale Forms and How To Predict It. SPE, Water Research Inst. Inc. and M.B. Tomson, SPE, Rice U. SPE Production & Facilities February 1994.
12. Yuan, M. D., Todd, A.C. , Prediction of Sulfate Scaling Tendency in Oilfield Operations. SPE Production Engineering February, 1991., SPE 18484.
13. Moghadasi, J., Müller-Steinhagen, H., Jamialahmadi, M., and Sharif, A. , Prediction of Scale Formation Problems in Oil Reservoirs and Production Equipment due to Injection of Incompatible Waters. Dev. Chem. Eng. Mineral Process 2006, 545-566.
14. Abdou, M., Carnegie, Andrew., Mathews, S. George., McCarthy, Kevin., O’Keefe, Michael., Raghuraman, Bhavani., Wei, Wei., Xian, Cheng Gang. , Valor del agua de formación. Oilfield Review 2011.

15. Langelier, W. F., The analytic control of anti-corrosion water treatment. American Water Works Association 1936.
16. Ryznar, W., A new index for determining amount of calcium carbonate scale formed by water. American Water Works Association 1944.
17. Stiff, H., y Davis, L. , A method for predicting the tendency of oil field waters to deposit calcium carbonate. . SPE-AIME 1952, SPE 3395
18. 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 July 1982.
19. (a) Plains, M., OLI Systems, I., A guide to Using OLI ScaleChem. OLI Systems New Jersey, 2011; (b) Amiri, M., Moghadasi, J., Prediction the Amount of Barium Sulfate Scale Formation in Siri Oilfield using OLI ScaleChem Software. Asian Journal of Scientific Research 2010, 230-239.
20. BOLAÑOS RODRIGUEZ, E., y OSMA RUIZ, Iván Dario. Optimización de la producción de la estación k-27 de campo R, mediante un sistema de evaluación de desempeño. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2009.

## BIBLIOGRAFÍA

ABDOU, M., CARNEGIE, Andrew., MATHEWS, S. George., MCCARTHY, Kevin., O'KEEFE, Michael., RAGHURAMAN, Bhavani., WEI, W., XIAN, Cheng Gang. , Valor del agua de formación. Oilfield Review 2011.

ACHURRY ZAPATA, D. L., y MARTINES LOPEZ, Raúl Andrés. Modelamiento de la depositación de escamas de carbonatos de calcio en el wellbore. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2013.

AHMED, T., and MCKINNE, Paul D., Advanced Reservoir Engineering. Elsevier Science: Amsterdam, 2005.

AMIRI, M., MOGHADASI, J., Prediction the Amount of Barium Sulfate Scale Formation in Siri Oilfield using OLI ScaleChem Software. Asian Journal of Scientific Research 2010, 230-239.

BOLAÑOS CHOMBO, V., Química analítica cualitativa 3ra Edición ed.; UAEM: México, 2003.

BOLAÑOS RODRIGUEZ, E., y OSMA RUIZ, Iván Dario. Optimización de la producción de la estación k-27 de campo tibú, mediante un sistema de evaluación de desempeño. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2009.

CRABTREE, M., ESLINGER, David. , FLETCHER, Phil. , MILLER, Matt , JOHNSON, Ashley. y KING George La lucha contra las incrustaciones- Remocion y Prevencion. 1999.

GALVIS RODRÍGUEZ, C. A., y NOGUERA ARDILA, Wilmer German. Remoción de escamas de carboanto de calcio en formaciones de areniscas,

por medio de un tratamiento químico. Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2013.

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.

LANGELIER, W. F., The analytic control of anti-corrosion water treatment. American Water Works Association 1936.

LARREA IDIARTE, A. E. Estudio de problemas de incrustaciones, evaluación técnica y estimación de costos de químicos anti-incrustantes para diseños de tratamientos tipo “squeeze” a las areniscas U y T de campo Shushufindi. Escuela Superior Politécnica del Litoral, Guayaquil-Ecuador, 1999.

MOGHADASI, J., MÜLLER-STEINHAGEN, H., JAMIALAHMADI, M., and SHARIF, A. , Prediction of Scale Formation Problems in Oil Reservoirs and Production Equipment due to Injection of Incompatible Waters. Dev. Chem. Eng. Mineral Process 2006, 545-566.

MOGHADASI, J. J., M.; MÜLLER-STEINHAGEN, H.; SHARIF, A, Formation Damage Due to Scale Formation in Porous Media Resulting From Water Injection. SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control 2004, SPE 86524, 1-11.

PLAINS, M., OLI Systems, I., A guide to Using OLI ScaleChem. OLI Systems New Jersey, 2011

ODDO, E., Why Scale Forms and How To Predict It. SPE, Water Research Inst. Inc. and M.B. Tomson, SPE, Rice U. SPE Production & Facilities February 1994.

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 July 1982.

RYZNAR, W., A new index for determining amount of calcium carbonate scale formed by water. American Water Works Association 1944.

STIFF, H., y DAVIS, L. , A method for predicting the tendency of oil field waters to deposit calcium carbonate. . SPE-AIME 1952, SPE 3395

YUAN, M. D., TODD, A.C. , Prediction of Sulfate Scaling Tendency in Oilfield Operations. SPE Production Engineering February, 1991., SPE 18484.

ZAHEDZADEH, M. K., M.; ROAYAEI, E.; EMADI, M.; RADMEHR, M. GHOLAMIANPOUR, H.; ASHOORI, S.; SHOKROLLAHZADEH, S., Comprehensive management of mineral scale deposition in carbonate oil fields. Comprehensive management of mineral scale deposition in carbonate oil fields. 2014.

## ANEXOS

### ANEXO A

#### INDICES DE ESTABILIDAD DE RIZNAR Y LANGELIER DE LOS CAMPOS DE ECOPETROL

**Cuadro 1. Índices de estabilidad de Riznar y Langelier (Campo F)**

Pozo	SI (Langelier)	Clasificación Langelier	SI (Riznar)	Clasificación Riznar
F1	-1.41	No incrustante	9.67	Corrosión severa.
FN1	-1.09	No incrustante	9.27	Corrosión severa.
FN2	-0.86	No incrustante	9.19	Corrosión severa.
F2	0.58	No incrustante	6.93	No escamas. No corrosión.
F3	-0.25	No incrustante	7.84	Corrosión media.
F4	-1.72	No incrustante	9.92	Corrosión severa.
F7	0.02	No incrustante	7.45	Corrosión leve.
F8	-1.09	No incrustante	9.13	Corrosión severa.
F9	-1.80	No incrustante	10.40	Corrosión severa.
F10	-0.33	No incrustante	8.09	Corrosión media.
F11	-0.43	No incrustante	8.31	Corrosión media.
F12	0.25	No incrustante	7.13	No escamas. No corrosión.
F13	-0.96	No incrustante	8.68	Corrosión severa.
F14	-0.90	No incrustante	8.58	Corrosión severa.
F16	0.17	No incrustante	7.31	Corrosión leve.
F17	-0.90	No incrustante	8.96	Corrosión severa.
F18	-0.69	No incrustante	8.89	Corrosión severa.
F20	-0.87	No incrustante	9.09	Corrosión severa.
F21	-0.10	No incrustante	7.65	Corrosión leve.
F22	0.64	Incrustante	6.71	No escamas. No corrosión.
F23	-0.52	No incrustante	8.64	Corrosión severa.
F24	-0.66	No incrustante	8.66	Corrosión severa.
F25	-0.25	No incrustante	8.14	Corrosión media.
F25H	-1.11	No incrustante	9.18	Corrosión severa.
F26	0.44	Incrustante	7.10	No escamas. No corrosión.
F27	-0.50	No incrustante	8.28	Corrosión media.
F53	-1.15	No incrustante	9.64	Corrosión severa.
F56	-1.48	No incrustante	10.30	Corrosión severa.
F139	0.77	No incrustante	6.40	Pocas escamas.

Pozo	SI (Langelier)	Clasificación Langelier	SI (Riznar)	Clasificación Riznar
F171	-1.00	No incrustante	8.65	Corrosión severa.
FN5	-0.57	No incrustante	8.76	Corrosión severa.
FN9	-1.11	No incrustante	9.42	Corrosión severa.
FN40	-0.35	No incrustante	8.11	Corrosión media.
FN53	-2.15	No incrustante	10.89	Corrosión severa.
FN54	-1.90	No incrustante	10.48	Corrosión severa.
FN56	-2.29	No incrustante	11.03	Corrosión severa.
FN84	-0.14	No incrustante	6.82	No escamas. No corrosión.
FN115	-0.76	No incrustante	8.15	Corrosión media.
F Gen	-0.48	No incrustante	8.07	Corrosión media.

**Cuadro 2. Índices de estabilidad de Riznar y Langelier (Campo E)**

Pozo	SI (Langelier)	Clasificación Langelier	SI (Riznar)	Clasificación Riznar
E 66R	0.30	Incrustante	6.15	Pocas escamas.
E 136	1.34	Incrustante	4.19	Escamas pesadas.
E 152	0.30	Incrustante	6.02	Pocas escamas.
E 164R	0.59	Incrustante	5.55	Presencia media de escamas.
E 168	0.05	Incrustante	6.76	No escamas. No corrosión.
E 173R	1.37	Incrustante	4.56	Escamas pesadas.
E 190R	1.09	Incrustante	5.19	Presencia media de escamas.
E 225	0.59	Incrustante	5.53	Presencia media de escamas.
E 236	0.92	Incrustante	5.36	Presencia media de escamas.
E 253	0.66	Incrustante	5.34	Presencia media de escamas.
E 256	0.40	Incrustante	5.97	Presencia media de escamas.
E 264R	0.17	Incrustante	6.44	Pocas escamas.
E 266R	0.53	Incrustante	6.10	Pocas escamas.
E 268	0.33	Incrustante	6.18	Pocas escamas.
E 304	0.50	Incrustante	5.68	Presencia media de escamas.
E 314	1.03	Incrustante	5.14	Presencia media de escamas.
E 338	0.43	Incrustante	6.07	Pocas escamas.
E 387R	0.89	Incrustante	5.33	Presencia media de escamas.
E 357	0.38	Incrustante	6.31	Pocas escamas.
E 398	0.72	Incrustante	5.72	Presencia media de escamas.
E 402	0.62	Incrustante	6.07	Pocas escamas.
E 403	0.81	Incrustante	5.90	Presencia media de escamas.
E 405	0.59	Incrustante	5.83	Presencia media de escamas.
E 408R	0.47	Incrustante	5.90	Presencia media de escamas.
E 413	0.16	Incrustante	6.11	Pocas escamas.

Pozo	SI (Langelier)	Clasificación Langelier	SI (Riznar)	Clasificación Riznar
E 415	0.82	Incrustante	5.25	Presencia media de escamas.
E 434	0.69	Incrustante	5.61	Presencia media de escamas.
E 435	0.72	Incrustante	5.64	Presencia media de escamas.
E 442	0.38	Incrustante	5.62	Presencia media de escamas.
E 443	0.60	Incrustante	5.85	Presencia media de escamas.
E 444	0.27	Incrustante	6.24	Pocas escamas.
E 460	0.12	Incrustante	6.29	Pocas escamas.
E 471	0.05	Incrustante	6.08	Pocas escamas.
E 472	0.77	Incrustante	5.44	Presencia media de escamas.
E 580	0.25	Incrustante	6.10	Pocas escamas.
E 621	0.25	Incrustante	5.93	Presencia media de escamas.
E 629	0.49	Incrustante	5.70	Presencia media de escamas.
E 642	0.63	Incrustante	5.55	Presencia media de escamas.
E 645	0.06	Incrustante	7.08	No escamas. No corrosión.
E 653	0.33	Incrustante	5.82	Presencia media de escamas.
E 677	0.37	Incrustante	6.00	Presencia media de escamas.
E 696	0.52	Incrustante	5.78	Presencia media de escamas.
E 698	0.44	Incrustante	5.77	Presencia media de escamas.
E 702	0.54	Incrustante	5.56	Presencia media de escamas.
E 709	0.01	Incrustante	6.29	Pocas escamas.
E 715	0.64	Incrustante	5.45	Presencia media de escamas.
E 718R	0.37	Incrustante	5.99	Presencia media de escamas.
E 722	0.84	Incrustante	5.56	Presencia media de escamas.
E 724R	-0.57	No incrustante	7.68	Corrosión leve.
E 750	0.25	Incrustante	6.02	Pocas escamas.
E 777	0.16	Incrustante	6.37	Pocas escamas.
E 791	0.19	Incrustante	6.71	No escamas. No corrosión.
E 792	0.52	Incrustante	5.57	Presencia media de escamas.
E 838	0.10	Incrustante	6.74	No escamas. No corrosión.
E 842	0.58	Incrustante	5.67	Presencia media de escamas.
E 985	-0.15	No incrustante	7.03	No escamas. No corrosión.
E 996	0.73	Incrustante	5.82	Presencia media de escamas.
E 1005R	0.13	Incrustante	6.64	No escamas. No corrosión.
E 1010	0.63	Incrustante	5.72	Presencia media de escamas.
E 1011	0.44	Incrustante	5.77	Presencia media de escamas.
E 1013	0.47	Incrustante	6.32	Pocas escamas.
E 1013R	0.09	Incrustante	6.69	No escamas. No corrosión.
E 1021	1.11	Incrustante	4.41	Escamas pesadas.
E 1030	0.58	Incrustante	6.25	Pocas escamas.
E 1031	0.55	Incrustante	5.59	Presencia media de escamas.
E 1032	1.22	Incrustante	5.13	Presencia media de escamas.

Pozo	SI (Langelier)	Clasificación Langelier	SI (Riznar)	Clasificación Riznar
E 1033	0.63	Incrustante	6.17	Pocas escamas.
E 1039	0.27	Incrustante	6.20	Pocas escamas.
E 1044	0.83	Incrustante	5.04	Presencia media de escamas.
E 1045	0.66	Incrustante	5.58	Presencia media de escamas.
E 1048	0.76	Incrustante	4.87	Escamas pesadas.
E 1049D	0.53	Incrustante	6.29	Pocas escamas.
E 1050	0.99	Incrustante	5.14	Presencia media de escamas.
E 1052	0.20	Incrustante	5.99	Presencia media de escamas.
E 1053	0.62	Incrustante	5.92	Presencia media de escamas.
E 1054	1.17	Incrustante	5.17	Presencia media de escamas.
E 1055D	0.84	Incrustante	5.21	Presencia media de escamas.
E 1106	0.63	Incrustante	6.14	Pocas escamas.
E 1110D	1.11	Incrustante	4.92	Escamas pesadas.
E 1120	1.01	Incrustante	4.74	Escamas pesadas.
E 1121D	0.32	Incrustante	6.04	Pocas escamas.
E 1122	0.23	Incrustante	6.89	No escamas. No corrosión.
E 1123D	0.52	Incrustante	5.98	Presencia media de escamas.
E 1126	0.36	Incrustante	6.08	Pocas escamas.
E 1127	1.19	Incrustante	4.80	Escamas pesadas.
E 1130	0.41	Incrustante	6.69	No escamas. No corrosión.
E 1134	1.41	Incrustante	3.58	Escamas muy pesadas.
E 1135D	-0.02	Incrustante	6.73	No escamas. No corrosión.
E 1136	1.61	Incrustante	3.92	Escamas muy pesadas.
E 1139	1.21	Incrustante	5.01	Presencia media de escamas.
E 1139D	0.93	Incrustante	5.43	Presencia media de escamas.
E 1140	0.72	Incrustante	5.53	Presencia media de escamas.
E 1141	1.01	Incrustante	5.17	Presencia media de escamas.
E 1142	0.87	Incrustante	5.57	Presencia media de escamas.
E 1143D	0.45	Incrustante	5.99	Presencia media de escamas.
E 1144D	0.91	Incrustante	5.39	Presencia media de escamas.
E 1146	1.24	Incrustante	4.51	Escamas pesadas.
E 1147D	0.33	Incrustante	6.17	Pocas escamas.
E 1148D	0.44	Incrustante	5.98	Presencia media de escamas.
E 1149	0.23	Incrustante	6.57	No escamas. No corrosión.
E 1150D	0.67	Incrustante	5.36	Presencia media de escamas.
E 1156D	0.46	Incrustante	5.72	Presencia media de escamas.
E 1157	0.99	Incrustante	5.07	Presencia media de escamas.
E 1157D	0.65	Incrustante	5.45	Presencia media de escamas.
E 1158	0.71	Incrustante	6.28	Pocas escamas.
E 1159	0.69	Incrustante	5.59	Presencia media de escamas.
E 1160	0.73	Incrustante	5.68	Presencia media de escamas.

Pozo	SI (Langelier)	Clasificación Langelier	SI (Riznar)	Clasificación Riznar
E 1162	0.43	Incrustante	5.79	Presencia media de escamas.
E 1164	0.11	Incrustante	7.31	Corrosión leve.
E 1165	0.20	Incrustante	6.81	No escamas. No corrosión.
E 1166	0.89	Incrustante	5.57	Presencia media de escamas.
E 1167	1.53	Incrustante	4.92	Escamas pesadas.
E 1169	0.69	Incrustante	5.71	Presencia media de escamas.
E 1070	0.56	Incrustante	5.76	Presencia media de escamas.
E 1072	1.23	Incrustante	5.44	Presencia media de escamas.
E 1073	0.51	Incrustante	5.84	Presencia media de escamas.
E 1074	0.34	Incrustante	6.42	Pocas escamas.
E 1075	0.54	Incrustante	6.04	Pocas escamas.
E 1076	-0.01	Incrustante	6.94	No escamas. No corrosión.
E 1077	0.26	Incrustante	6.25	Pocas escamas.
E 1078D	0.16	Incrustante	6.35	Pocas escamas.
E 1084	0.87	Incrustante	6.00	Pocas escamas.
E 1092D	0.68	Incrustante	6.10	Pocas escamas.
E 1093D	0.95	Incrustante	5.47	Presencia media de escamas.
E 1094	0.43	Incrustante	6.73	No escamas. No corrosión.
E 1101D	0.74	Incrustante	5.88	Presencia media de escamas.
E 1103	0.32	Incrustante	6.41	Pocas escamas.
E 1158D	0.10	Incrustante	6.58	No escamas. No corrosión.
E 1159D	0.29	Incrustante	6.65	No escamas. No corrosión.
E 1165	1.37	Incrustante	4.18	Escamas pesadas.
E 1166	0.91	Incrustante	4.69	Escamas pesadas.
E 1167	0.79	Incrustante	5.22	Presencia media de escamas.
E 1169	0.83	Incrustante	5.30	Presencia media de escamas.
E 1170	1.13	Incrustante	4.84	Escamas pesadas.
E 1172	0.77	Incrustante	5.81	Presencia media de escamas.
E 1175D	0.32	Incrustante	6.67	No escamas. No corrosión.
E 1177D	0.48	Incrustante	6.22	Pocas escamas.
E 1181D	0.37	Incrustante	6.49	Pocas escamas.
E 1184D	0.99	Incrustante	5.05	Presencia media de escamas.
E 1185D	-0.45	No incrustante	8.22	Corrosión media.
E 1188	1.10	Incrustante	5.20	Presencia media de escamas.
E 1189D	0.91	Incrustante	5.11	Presencia media de escamas.
E 1191	1.12	Incrustante	5.18	Presencia media de escamas.
E 1192	0.66	Incrustante	5.53	Presencia media de escamas.
E 1196D	0.99	Incrustante	5.20	Presencia media de escamas.
E 1197D	0.47	Incrustante	5.92	Presencia media de escamas.
E 1198	0.72	Incrustante	5.33	Presencia media de escamas.
E 1212	0.52	Incrustante	5.89	Presencia media de escamas.

Pozo	SI (Langelier)	Clasificación Langelier	SI (Riznar)	Clasificación Riznar
E 1114	-0.15	No incrustante	8.02	Corrosión media.
E 1401	0.12	Incrustante	6.27	Pocas escamas.
E 1407	0.56	Incrustante	6.30	Pocas escamas.
E 1409	0.94	Incrustante	5.94	Presencia media de escamas.
E 1412	0.36	Incrustante	6.40	Pocas escamas.
E 1414	0.64	Incrustante	5.80	Presencia media de escamas.
E 1418	0.76	Incrustante	5.53	Presencia media de escamas.
E 1423D	0.05	Incrustante	6.69	No escamas. No corrosión.
E 1448D	0.27	Incrustante	6.29	Pocas escamas.
E 1452D	0.92	Incrustante	5.35	Presencia media de escamas.
E sur 17	-0.63	No incrustante	7.84	Corrosión media.
E Gen	0.80	Incrustante	5.39	Presencia media de escamas.

**Cuadro 314. Índices de estabilidad de Riznar y Langelier (Campo L)**

Pozo	SI (Langelier)	Tipo de Agua (Langelier)	SI (Riznar)	Clasificación Riznar
L 2	-0.83	No incrustante	9.31	Corrosión severa.
L 6	-0.35	No incrustante	8.48	Corrosión media.
L 15	0.92	Incrustante	6.00	Presencia media de escamas.
L 18	0.10	Incrustante	7.79	Corrosión leve.
L 21	0.12	Incrustante	7.29	Corrosión leve.
L 22	0.40	Incrustante	7.11	No escamas. No corrosión.
L 24	-0.07	No incrustante	8.02	Corrosión media.
L 25	-0.62	No incrustante	8.19	Corrosión media.
L 26	-0.06	No incrustante	7.35	Corrosión leve.
L 29	0.31	Incrustante	7.12	No escamas. No corrosión.
L 30	-0.05	No incrustante	7.80	Corrosión media.
L 33	1.41	Incrustante	5.00	Escamas pesadas.
L 34	-0.42	No incrustante	7.72	Corrosión leve.
L 44	0.13	Incrustante	7.63	Corrosión leve.
L 45	0.70	Incrustante	6.45	Pocas escamas.
L 46	0.37	Incrustante	7.23	Corrosión leve.
L 48	0.10	Incrustante	7.08	No escamas. No corrosión.
L 49	-0.03	No incrustante	8.02	Corrosión media.
L 57	-0.37	No incrustante	7.94	Corrosión media.
L 61	0.40	Incrustante	6.16	Pocas escamas.
L 62	-0.02	No incrustante	7.80	Corrosión media.
L 63	-0.08	No incrustante	7.33	Corrosión leve.
L 64	-0.03	No incrustante	7.44	Corrosión leve.
L Gen	0.41	Incrustante	6.80	No escamas. No corrosión.

**Cuadro 4. Índices de estabilidad de Rizar y Langelier (Campo Q)**

Pozo	SI (Langelier)	Clasificación Langelier	SI (Rizar)	Clasificación Rizar
Q 5	0.96	Incrustante	5.42	Presencia media de escamas.
Q 6	0.82	Incrustante	5.50	Presencia media de escamas.
Q 8	0.77	Incrustante	5.81	Presencia media de escamas.
Q 9	0.85	Incrustante	5.69	Presencia media de escamas.
Q 10	0.82	Incrustante	5.56	Presencia media de escamas.
Q 12	1.67	Incrustante	4.46	Escamas pesadas.
Q 13	0.72	Incrustante	5.89	Presencia media de escamas.
Q 15	0.75	Incrustante	5.88	Presencia media de escamas.
Q18	1.05	Incrustante	5.91	Presencia media de escamas.
Q 19	0.99	Incrustante	5.09	Presencia media de escamas.
Q 25	0.78	Incrustante	5.40	Presencia media de escamas.
Q 26	0.69	Incrustante	6.28	Pocas escamas.
Q 30	1.37	Incrustante	4.86	Escamas pesadas.
Q 33	1.20	Incrustante	4.96	Escamas pesadas.
Q 34	0.90	Incrustante	5.73	Presencia media de escamas.
Q 35A	1.14	Incrustante	4.97	Escamas pesadas.
Q 36	0.89	Incrustante	5.77	Presencia media de escamas.
Q 42	1.46	Incrustante	4.63	Escamas pesadas.
Q 43	0.89	Incrustante	5.86	Presencia media de escamas.
Q 44	1.06	Incrustante	4.63	Escamas pesadas.
Q 46	0.89	Incrustante	5.24	Presencia media de escamas.
Q 48	1.32	Incrustante	5.28	Presencia media de escamas.
Q 50	0.93	Incrustante	5.69	Presencia media de escamas.
Q 51	0.85	Incrustante	5.84	Presencia media de escamas.
Q 52	1.33	Incrustante	4.80	Escamas pesadas.
Q 54	0.95	Incrustante	5.50	Presencia media de escamas.
Q 56	1.38	Incrustante	4.84	Escamas pesadas.
Q 57	0.08	Incrustante	7.00	No escamas. No corrosión.
Q 58	0.78	Incrustante	6.02	Pocas escamas.
Q 59	1.40	Incrustante	4.68	Escamas pesadas.
Q 60	1.05	Incrustante	4.98	Escamas pesadas.
Q 62	0.45	Incrustante	6.36	Pocas escamas.
Q 63	0.17	Incrustante	6.93	No escamas. No corrosión.
Q Gen	1.05	Incrustante	5.31	Presencia media de escamas.

**Cuadro 5. Índices de estabilidad de Riznar y Langelier (Campo R)**

Pozo	SI (Langelier)	Clasificación Langelier	SI (Riznar)	Clasificación Riznar
R 13	0.85	Incrustante	6.68	No escamas. No corrosión.
R 22	1.00	Incrustante	6.29	Pocas escamas.
R 23	1.18	Incrustante	5.98	Presencia media de escamas.
R 32	1.54	Incrustante	5.33	Presencia media de escamas.
R 36	0.48	Incrustante	7.05	No escamas. No corrosión.
R 42	1.13	Incrustante	6.06	Pocas escamas.
R 44	1.68	Incrustante	4.87	Escamas pesadas.
R 46	-0.26	No incrustante	7.84	Corrosión media.
R 52	0.32	Incrustante	6.96	No escamas. No corrosión.
R 75	1.18	Incrustante	5.93	Presencia media de escamas.
R 88	0.47	Incrustante	7.11	No escamas. No corrosión.
R 101	0.85	Incrustante	6.72	No escamas. No corrosión.
R 103	0.95	Incrustante	6.25	Pocas escamas.
R 104	1.40	Incrustante	5.37	Presencia media de escamas.
R 116	1.13	Incrustante	6.23	Pocas escamas.
R 124	0.82	Incrustante	6.38	Pocas escamas.
R 127	1.33	Incrustante	5.57	Presencia media de escamas.
R 129	0.29	Incrustante	7.23	Corrosión leve.
R 145	0.97	Incrustante	6.51	No escamas. No corrosión.
R 148	0.38	Incrustante	7.29	Corrosión leve.
R 164	0.98	Incrustante	6.59	No escamas. No corrosión.
R 203	0.65	Incrustante	6.85	No escamas. No corrosión.
R 205	0.15	Incrustante	7.53	Corrosión leve.
R 213	1.06	Incrustante	6.21	Pocas escamas.
R 216	1.48	Incrustante	5.25	Presencia media de escamas.
R 224	1.19	Incrustante	5.88	Presencia media de escamas.
R 250	1.27	Incrustante	5.83	Presencia media de escamas.
R 253	1.35	Incrustante	5.61	Presencia media de escamas.
R 257	1.42	Incrustante	5.38	Presencia media de escamas.
R 260	0.99	Incrustante	5.98	Presencia media de escamas.
R 269	0.15	Incrustante	7.78	Corrosión leve.
R 270	0.85	Incrustante	6.74	No escamas. No corrosión.
R 301	0.78	Incrustante	6.85	No escamas. No corrosión.
R 313	0.94	Incrustante	6.14	Pocas escamas.
R 347	1.17	Incrustante	6.16	Pocas escamas.
R 350	0.73	Incrustante	7.04	No escamas. No corrosión.
R 359	1.21	Incrustante	6.23	Pocas escamas.
R 361	0.66	Incrustante	6.75	No escamas. No corrosión.
R 369	1.23	Incrustante	6.12	Pocas escamas.
R 379	1.25	Incrustante	6.44	Pocas escamas.

Pozo	SI (Langelier)	Clasificación Langelier	SI (Riznar)	Clasificación Riznar
R 396	0.73	Incrustante	6.75	No escamas. No corrosión.
R 399	0.56	Incrustante	7.05	No escamas. No corrosión.
R 400	1.34	Incrustante	5.67	Presencia media de escamas.
R 402	-0.08	No incrustante	8.03	Corrosión media.
R 409	1.15	Incrustante	5.97	Presencia media de escamas.
R 411	0.80	Incrustante	6.58	No escamas. No corrosión.
R 487	1.21	Incrustante	5.93	Presencia media de escamas.
R 494	0.68	Incrustante	6.86	No escamas. No corrosión.
R 495	0.34	Incrustante	7.33	Corrosión leve.
R 519	1.28	Incrustante	4.86	Escamas pesadas.
R 520	0.02	Incrustante	7.46	Corrosión leve.
R 521	0.31	Incrustante	6.91	No escamas. No corrosión.
R Gen	1.01	Incrustante	6.19	Pocas escamas.

**Cuadro 6. Índices de estabilidad de Riznar y Langelier (Campo B)**

Pozo	SI (Langelier)	Clasificación Langelier	SI (Riznar)	Clasificación Riznar
B 1	-0.74	No incrustante	9.36	Corrosión severa.
B 3	-1.25	No incrustante	9.36	Corrosión severa.
B 4	-1.27	No incrustante	9.38	Corrosión severa.
B 5	-1.34	No incrustante	9.48	Corrosión severa.
B 6	1.15	Incrustante	5.12	Presencia media de escamas.
B 7	-0.85	No incrustante	9.31	Corrosión severa.
B 8	-0.48	No incrustante	9.04	Corrosión severa.
B 9	1.15	Incrustante	5.43	Presencia media de escamas.
B 11	-0.12	No incrustante	8.05	Corrosión media.
B 12	-1.76	No incrustante	10.35	Corrosión severa.
B 13	-0.54	No incrustante	9.71	Corrosión severa.
B 14	-1.82	No incrustante	10.16	Corrosión severa.
B 15 H	-0.33	No incrustante	8.93	Corrosión severa.
B 16	0.18	Incrustante	7.46	Corrosión leve.
B 17	-0.47	No incrustante	8.93	Corrosión severa.
B 18	0.39	Incrustante	7.14	No escamas. No corrosión.
B 19	-0.33	No incrustante	8.72	Corrosión severa.
B 20	-0.34	No incrustante	8.51	Corrosión severa.
B 21	-1.63	No incrustante	10.19	Corrosión severa.
B 24	0.08	Incrustante	7.38	Corrosión leve.
B 25	0.85	Incrustante	6.16	Pocas escamas.
B 27	0.36	Incrustante	6.75	No escamas. No corrosión.

Pozo	SI (Langelier)	Clasificación Langelier	SI (Riznar)	Clasificación Riznar
B 30	-1.46	No incrustante	10.01	Corrosión severa.
B 45H	0.87	Incrustante	5.53	Presencia media de escamas.
B Este 1	0.96	Incrustante	6.23	Pocas escamas.
B Este 3	-0.90	No incrustante	8.63	Corrosión severa.
B Gen	0.23	Incrustante	7.19	No escamas. No corrosión.

**Cuadro 7. Índices de estabilidad de Riznar y Langelier (Campo P)**

Pozo	SI (Langelier)	Clasificación Langelier	SI (Riznar)	Clasificación Riznar
P 1	1.13	Incrustante	4.70	Escamas pesadas.
P 2	0.64	Incrustante	5.02	Presencia media de escamas.
P 3	1.46	Incrustante	4.13	Escamas pesadas.
P 5	0.77	Incrustante	5.18	Presencia media de escamas.
P 6	0.34	Incrustante	6.23	Pocas escamas.
P 7	1.22	Incrustante	5.26	Presencia media de escamas.
P 9	0.83	Incrustante	6.03	Pocas escamas.
P 10	1.49	Incrustante	4.42	Escamas pesadas.
P 11	1.10	Incrustante	4.66	Escamas pesadas.
P 13	2.25	Incrustante	3.39	Escamas muy pesadas.
P 13H	0.46	Incrustante	5.28	Presencia media de escamas.
P 14	0.52	Incrustante	6.01	Pocas escamas.
P 14D	0.60	Incrustante	5.74	Presencia media de escamas.
P 17	1.32	Incrustante	4.32	Escamas pesadas.
P 18	1.24	Incrustante	4.61	Escamas pesadas.
P Gen	1.30	Incrustante	4.52	Escamas pesadas.

**Cuadro 8. Índices de estabilidad de Riznar y Langelier (Campo Dina cretáceo)**

Pozo	SI (Langelier)	Clasificación Langelier	SI (Riznar)	Clasificación Riznar
K 1	0.69	Incrustante	5.68	Presencia media de escamas.
K 2	1.51	Incrustante	4.89	Escamas pesadas.
K 4	1.15	Incrustante	5.28	Presencia media de escamas.
K 5	1.24	Incrustante	5.37	Presencia media de escamas.
K 6	1.39	Incrustante	5.10	Presencia media de escamas.
K 12	0.88	Incrustante	5.58	Presencia media de escamas.
K 13	1.25	Incrustante	5.22	Presencia media de escamas.
K 15	0.67	Incrustante	6.00	Presencia media de escamas.
K 16	1.29	Incrustante	5.30	Presencia media de escamas.

Pozo	SI (Langelier)	Clasificación Langelier	SI (Riznar)	Clasificación Riznar
K 18	1.44	Incrustante	5.09	Presencia media de escamas.
K 19	0.71	Incrustante	6.01	Pocas escamas.
K 20	1.39	Incrustante	5.16	Presencia media de escamas.
K 22	1.02	Incrustante	5.36	Presencia media de escamas.
K 23	1.22	Incrustante	5.43	Presencia media de escamas.
K 24	1.03	Incrustante	5.72	Presencia media de escamas.
K 25	1.31	Incrustante	5.16	Presencia media de escamas.
K 27	1.56	Incrustante	4.89	Escamas pesadas.
K 35	0.70	Incrustante	5.79	Presencia media de escamas.
K 36	1.27	Incrustante	5.44	Presencia media de escamas.
K Gen	1.21	Incrustante	5.35	Presencia media de escamas.

**Cuadro 915. Índices de estabilidad de Riznar y Langelier (Campo T)**

Pozo	SI (Langelier)	Clasificación Langelier	SI (Riznar)	Clasificación Riznar
T 1	0.42	Incrustante	6.86	No escamas. No corrosión.
T 3	1.51	Incrustante	5.13	Presencia media de escamas.
T 4	0.88	Incrustante	5.89	Presencia media de escamas.
T 7	0.65	Incrustante	6.04	Pocas escamas.
T 8	0.27	Incrustante	6.34	Pocas escamas.
T 11	1.33	Incrustante	5.03	Presencia media de escamas.
T-2	0.86	Incrustante	5.06	Presencia media de escamas.
T Gen	1.11	Incrustante	5.29	Presencia media de escamas.

**Cuadro 10. Índices de estabilidad de Riznar y Langelier (Campo O)**

Pozo	SI (Langelier)	Clasificación Langelier	SI (Riznar)	Clasificación Riznar
O 52	0.71	Incrustante	5.35	Presencia media de escamas.
O 60	1.13	Incrustante	4.88	Escamas pesadas.
O 14	0.8	Incrustante	5.19	Presencia media de escamas.
O 93	0.79	Incrustante	4.92	Escamas pesadas.
O 123	0.61	Incrustante	5.46	Presencia media de escamas.
O 139	0.6	Incrustante	5.35	Presencia media de escamas.
O 171	0.7	Incrustante	5.27	Presencia media de escamas.
O 185	0.52	Incrustante	5.4	Presencia media de escamas.
O Gen	0.74	Incrustante	5.2	Presencia media de escamas.

**Cuadro 16. Índices de estabilidad de Riznar y Langelier (Campo C)**

Pozo	SI (Langelier)	Clasificación Langelier	SI (Riznar)	Clasificación Riznar
C 1	1.51	Incrustante	4.78	Escamas pesadas.
C 2	1.69	Incrustante	4.70	Escamas pesadas.
C 4	1.53	Incrustante	4.79	Escamas pesadas.
C 4	1.35	Incrustante	5.19	Presencia media de escamas.
C 8	1.73	Incrustante	4.69	Escamas pesadas.
C 8	1.73	Incrustante	4.57	Escamas pesadas.
C 9	1.53	Incrustante	4.89	Escamas pesadas.
C 9	1.48	Incrustante	4.94	Escamas pesadas.
C Gen	1.57	Incrustante	4.81	Escamas pesadas.

**Cuadro 12. Índices de estabilidad de Riznar y Langelier (Campo N)**

Pozo	SI (Langelier)	Clasificación Langelier	SI (Riznar)	Clasificación Riznar
N 13	1.49	Incrustante	4.51	Escamas pesadas.
N 29	0.78	Incrustante	5.16	Presencia media de escamas.
N 31	0.99	Incrustante	5.04	Presencia media de escamas.
N 34	1.28	Incrustante	4.35	Escamas pesadas.
N 34	0.99	Incrustante	4.76	Escamas pesadas.
N 90	1.07	Incrustante	4.60	Escamas pesadas.
N 225	1.29	Incrustante	3.99	Escamas muy pesadas.
N 225	0.36	Incrustante	5.52	Presencia media de escamas.
N Gen	0.89	Incrustante	4.80	Escamas pesadas.

**Cuadro 1317. Índices de estabilidad de Riznar y Langelier (Campo G)**

Pozo	SI (Langelier)	Clasificación Langelier	SI (Riznar)	Clasificación Riznar
G 1	1.37	Incrustante	5.04	Presencia media de escamas.
G 2	1.03	Incrustante	5.69	Presencia media de escamas.
G 4	1.02	Incrustante	5.58	Presencia media de escamas.
G 5	1.35	Incrustante	5.12	Presencia media de escamas.
G 6	1.03	Incrustante	5.40	Presencia media de escamas.
G 7	1.15	Incrustante	5.29	Presencia media de escamas.
G 14	1.09	Incrustante	5.51	Presencia media de escamas.
G Gen	1.17	Incrustante	5.34	Presencia media de escamas.

**Cuadro 1418. Índices de estabilidad de Riznar y Langelier (Campo S)**

Pozo	Clasificación Langelier	SI (Riznar)	Clasificación Riznar
S 1	Incrustante	5.84	Presencia media de escamas.
S 3	Incrustante	4.88	Escamas pesadas.
S 7	Incrustante	4.78	Escamas pesadas.
S 7	Incrustante	5.43	Presencia media de escamas.
S 9	Incrustante	4.94	Escamas pesadas.
S 12	Incrustante	5.80	Presencia media de escamas.
S Gen	Incrustante	5.23	Presencia media de escamas.

**Cuadro 1519. Índices de estabilidad de Riznar y Langelier (Campo M)**

Pozo	SI (Langelier)	Clasificación Langelier	SI (Riznar)	Clasificación Riznar
M 3	0.30	Incrustante	6.53	No escamas. No corrosión.
M 6	0.49	Incrustante	6.07	Pocas escamas.
M 7	0.20	Incrustante	6.73	No escamas. No corrosión.
M 8	1.38	Incrustante	5.11	Presencia media de escamas.
M 9	1.11	Incrustante	5.51	Presencia media de escamas.
M 11	1.08	Incrustante	5.48	Presencia media de escamas.
M 12	0.96	Incrustante	5.98	Presencia media de escamas.
M 13	0.65	Incrustante	6.00	Pocas escamas.
M 14	0.61	Incrustante	6.09	Pocas escamas.
M 16	0.70	Incrustante	5.95	Presencia media de escamas.
M 17	0.85	Incrustante	5.78	Presencia media de escamas.
M 19	1.50	Incrustante	5.10	Presencia media de escamas.
M 21	0.85	Incrustante	5.72	Presencia media de escamas.
M 22	1.52	Incrustante	5.00	Escamas pesadas.
M 23	0.48	Incrustante	6.06	Pocas escamas.
M 24	1.04	Incrustante	5.72	Presencia media de escamas.
M 28	0.83	Incrustante	6.14	Pocas escamas.
M 30	1.16	Incrustante	5.29	Presencia media de escamas.
M 40	0.21	Incrustante	6.55	No escamas. No corrosión.
M Gen	0.88	Incrustante	5.75	Presencia media de escamas.

**Cuadro 1620. Índices de estabilidad de Riznar y Langelier (Campo U)**

Pozo	SI (Langelier)	Tipo de Agua (Langelier)	SI (Riznar)	Clasificación Riznar
U 8	0.29	Incrustante	6.26	Pocas escamas.
U 17	0.50	Incrustante	5.90	Presencia media de escamas.
U 23	0.03	Incrustante	6.47	Pocas escamas.
U 43	0.84	Incrustante	5.93	Presencia media de escamas.
U 47	0.47	Incrustante	6.23	Pocas escamas.
U 55	0.32	Incrustante	6.36	Pocas escamas.
U 57	1.39	Incrustante	4.75	Escamas pesadas.
U 67	0.29	Incrustante	6.79	No escamas. No corrosión.
U 69	0.49	Incrustante	5.91	Presencia media de escamas.
U 70	1.55	Incrustante	4.58	Escamas pesadas.
U 75	0.48	Incrustante	5.68	Presencia media de escamas.
U 76	0.21	Incrustante	6.16	Pocas escamas.
U 77	0.55	Incrustante	6.00	Pocas escamas.
U 81	1.28	Incrustante	4.96	Escamas pesadas.
U Gen	1.10	Incrustante	5.06	Presencia media de escamas.

**Cuadro 1721. Índices de estabilidad de Riznar y Langelier (Campo A)**

Pozo	SI (Langelier)	Clasificación Langelier	SI (Riznar)	Clasificación Riznar
A 2	1.64	Incrustante	3.88	Escamas muy pesadas.
A 5	0.96	Incrustante	4.46	Escamas pesadas.
A 6	1.00	Incrustante	4.52	Escamas pesadas.
A 7	0.69	Incrustante	5.00	Presencia media de escamas.
A 8	1.04	Incrustante	4.47	Escamas pesadas.
A 09	0.44	Incrustante	5.23	Presencia media de escamas.
A10	0.83	Incrustante	4.88	Escamas pesadas.
A 11	0.54	Incrustante	5.17	Presencia media de escamas.
A 12D	1.33	Incrustante	4.15	Escamas pesadas.
A 12	0.69	Incrustante	4.99	Escamas pesadas.
A 13	0.95	Incrustante	4.64	Escamas pesadas.
A Gen	1.08	Incrustante	4.46	Escamas pesadas.

**Cuadro 18. Índices de estabilidad de Riznar y Langelier (Campo I)**

Pozo	SI (Langelier)	Clasificación Langelier	SI (Riznar)	Clasificación Riznar
I 37	0.65	Incrustante	5.72	Presencia media de escamas.
I 38	0.62	Incrustante	6.01	Pocas escamas.

**Cuadro 19. Índices de estabilidad de Riznar y Langelier (J 4)**

Índice	SI	Efecto
Langelier	1.13	Incrustante respecto al CaCO <sub>3</sub>
Riznar	4.69	Escamas pesadas

**Cuadro 20. Índices de estabilidad de Riznar y Langelier (Campo D)**

Pozo	SI (Langelier)	Clasificación Langelier	SI (Riznar)	Clasificación Riznar
D 1	-1.15	No incrustante	10.01	Corrosión severa.
D 3	-0.73	No incrustante	8.92	Corrosión severa.
D 6	-1.77	No incrustante	10.52	Corrosión severa.
D 7	-0.46	No incrustante	8.63	Corrosión severa.

## ANEXO B

### CANTIDAD DE PRECIPITADOS EN FONDO Y SUPERFICIE PARA CADA POZO DE LOS CAMPOS DE ECOPETROL

Cuadro 1. Cantidades precipitadas por cada escama en mg/L en el campo F

Pozo	Superficie			Fondo		
	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Siderita (mg/L)	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Siderita (mg/L)
F 1	1.249	-	0	0.043	-	1.622
F N1	1.24	0	0.576	0	4.104	7.407
F 2	0.141	28.333	0.485	0	67.744	1.669
F N2	0.892	0	1.443	1.26E-03	7.142	4.076
F 3	0.285	0	-	0	47.791	-
F 4	1.903	0	-	0.371	1.062	-
F 7	3.775	4.533	0	0.932	42.01	2.511
F 8	-	0	0	-	5.91	3.943
F 9	0.898	-	0	0	-	10.97
F 10	1.97	0	3.856	0	37.254	6.568
F 11	0.137	0	4.038	0	25.892	6.842
F 12	1.879	8.853	0.622	0	50.286	2.975
F 13	0.838	0	2.25	0.131	25.744	7.547
F 14	1.248	0	0	0.298	26.425	3.677
F 16	1.656	7.462	-	0	46.183	-
F 17	0.084	0	3.055	0	5.656	11.181
F 18	0.99	0	2.802	0	8.64	6.092
F 19	-	3.112	-	-	3.112	-
F 20	0.48	0	0	0	5.312	3.459
F 21	0.945	0	2.319	0	31.878	4.702
F 22	0.571	20.32	0	0	55.747	1.444
F 23	0.742	0	2.385	0	15.516	4.567
F 24	1.189	0	2.372	0	13.355	6.741
F 25	1.447	0	-	0.514	24.062	-
F 25H	1.128	0	0	0	9.505	2.836
F 26	1.135	16.412	-	0.201	52.944	-
F 27	0.688	0	-	0	21.729	-
F N5	1.5	-	-	0.471	-	-
F N9	2.201	-	-	1.165	-	-
F 53	-	-	-	-	-	1.184
F N40	3.747	0	-	1.209	17.624	-

Pozo	Superficie			Fondo		
	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Siderita (mg/L)	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Siderita (mg/L)
F N54	-	-	-	-	-	0.354
F N56	0.287	-	0	0	-	1.487
F N84	0.95	2.617	0	0	159.174	0.09
F N115	-	-	96.135	-	-	121.856
F 53	-	-	0	-	-	0.2
F 56	-	-	2.55	-	-	8.004
F 139	-	75.405	-	-	89.364	-
F 171	5.06	-	0	1.31	-	7.385
F Gen	1.288	-	0.07	0	-	5.1

Cuadro 2. Cantidades precipitadas por cada escama en mg/L en el campo E

Pozo	superficie			fondo		
	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Siderita (mg/L)	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Siderita (mg/L)
E 66R	1.508	4.638	14.52	0	37.364	19.8
E 136	8.142	230.422	-	7.249	286.903	-
E 152	0.488	0	0	0	1.653	9.695
E 164R	-	186.614	70.425	-	248.632	76.507
E 168	2.052	0	0	0	16.075	0.146
E 173R	2.052	0	0	0	16.075	0.146
E 190R	-	22.172	-	-	40.72	-
E 225	0.237	15.583	-	0	39.216	-
E 236	11.967	48.973	13.844	6.6	81.681	19.461
E 253	2.849	9.187	-	0.101	29.064	-
E 256	5.684	34.915	64.963	1.473	69.469	73.49
E 264R	5.28	2.217	5.964	0.487	26.54	12.391
E 266R	5.286	43.451	-	1.039	62.159	-
E 268	-	14.65	-	-	41.266	-
E 304	5.317	25.309	23.905	0.26	63.248	32.713
E 314	4.708	66.434	-	0.375	84.277	-
E 338	-	125.039	-	-	159.907	-
E 387R	-	93.158	70.265	-	126.123	76.226
E 357	5.441	26.589	0	1.356	45.022	0.282
E 398	-	97.857	0	-	128.498	0.884
E 402	3.185	60.661	-	0	81.287	-
E 403	3.849	73.133	-	0	92.334	-
E 405	4.318	66.134	8.025	0	98.31	11.432

Pozo	superficie			fondo		
	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Siderita (mg/L)	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Siderita (mg/L)
E 408R	5.237	46.506	-	0.389	79.56	-
E 413	5.622	0	-	0.623	35.723	-
E 415	1.657	119.872	6.94	0	157.98	17.09
E 434	5.734	38.485	17.027	0.703	61.576	31.283
E 435	5.473	125.22	0	0.778	164.364	0.979
E 442	7.509	0	0	4.295	15.401	6.727
E 443	5.716	57.428	-	1.243	85.567	-
E 444	5.116	8.368	-	0.702	36.63	-
E 460	-	0	13.021	-	9.37	23.711
E 471	1.805	-	6.122	0	-	35.512
E 472	1.179	165.896	13.331	0	206.625	27.328
E 580	5.955	3.096	19.401	0.937	44.317	25.364
E 621	1.828	0	52.146	0	30.82	69.36
E 629	8.339	-	118.405	5.979	-	145.396
E 642	3.673	-	370.711	0	-	396.263
E 645	6.705	26.009	-	1.873	49.456	-
E 653	1.209	0	25.294	0	29.417	39.155
E 677	3.59	64.112	57.041	0	104.289	64.457
E 696	-	0	60.949	-	8.156	82.734
E 698	13.101	30.371	38.393	8.518	68.036	50.017
E 702	2.397	121.778	8.238	0.269	181.331	16.828
E 709	0.886	-	-	0	-	-
E 715	7.701	136.259	16.022	4.609	193.724	22.747
E 718R	3.892	56.108	85.471	0	110.204	88.932
E 722	13.733	27.594	23.675	8.229	54.262	32.476
E 724R	2.91	-	-	0	-	-
E 750	5.592	0	24.85	0.777	35.431	33.804
E 777	5.656	-	53.152	0.77	-	83.219
E 791	4.978	17.309	3.592	1.384	31.031	5.994
E 792	5.786	0	180.183	2.01	12.558	195.457
E 838	4.337	0	0.871	0	1.583	10.147
E 842	-	45.315	41.947	-	77.505	51.787
E 985	-	3.491	0	-	0	9.822
E 996	-	81.479	-	-	105.059	-
E 1005R	5.432	-	19.714	0.738	-	29.841
E 1010	0.458	66.163	14.09	0	94.972	22.637
E 1011	-	52.597	24.146	-	97.866	32.842
E 1013	5.018	10.511	0	0.322	16.096	1.393
E 1013R	5.025	0	5.562	0.531	5.106	12.879
E 1021	8.39	301.926	42.001	6.074	364.024	72.28

Pozo	superficie			fondo		
	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Siderita (mg/L)	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Siderita (mg/L)
E 1030	7.903	28.167	-	5.08	58.035	-
E 1031	7.903	28.167	-	5.08	58.035	-
E 1032	-	86.903	-	-	109.764	-
E 1033	-	54.552	-	-	71.946	-
E 1039	-	-	8.633	-	-	34.383
E 1044	-	35.272	3.08	-	26.393	51.937
E 1045	4.381	160.68	0	0.048	184.01	0.792
E 1048	-	7.36	33.232	-	4.124	80.43
E 1049D	-	45.16	0	-	57.807	4.638
E 1050	-	51.298	-	-	73.788	-
E 1052	8.225	-	-	6.24	-	-
E 1053	6.74	89.816	-	2.804	110.825	-
E 1054	6.74	89.816	-	2.804	110.825	-
E 1055D	6.291	98.116	16.665	1.729	124.614	39.017
E 1106	-	32.76	0	-	42.022	2.881
E 1110D	-	50.408	-	-	69.921	-
E 1120	-	109.55	5.136	-	128.056	27.987
E 1121D	6.893	0.662	-	-	3.103	19.86
E 1122	3.609	9.169	-	0	16.282	-
E 1123D	-	25.372	0	-	31.758	13.433
E 1126	6.93	26.11	0	3.209	55.795	2.453
E 1127	5.639	165.181	-	0.732	209.035	-
E 1130	4.67	11.053	0	0.811	13.544	2.584
E 1134	7.594	358.56	-	4.834	488.448	-
E 1135D	4.717	0	-	0	0.174	-
E 1136	-	64.16	-	-	84.871	-
E 1139	6.663	142.797	0	2.569	172.88	1.084
E 1139D	-	64.94	3.059	-	78.583	11.939
E 1140	-	14.168	-	-	25.829	-
E 1141	-	124.831	58.83	-	161.45	65.406
E 1142	-	104.201	-	-	133.628	-
E 1143D	3.657	45.785	14.33	0	77.927	19.685
E 1144D	-	87.012	14.256	-	107.703	22.681
E 1146	7.844	198.158	-	4.911	247.837	-
E 1147D	6.109	29.421	-	1.759	58.531	-
E 1148D	-	14.339	23.636	-	34.006	32.448
E 1149	-	90.483	33.898	-	114.579	47.83
E 1150D	7.874	145.176	12.697	4.97	196.679	23.102
E 1156D	9.122	37.185	61.453	7.997	93.824	67.869
E 1157	6.304	58.456	0	2.22	77.044	0.743

Pozo	superficie			fondo		
	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Siderita (mg/L)	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Siderita (mg/L)
E 1157D	5.626	17.689	0	1.736	39.057	2.939
E 1158	7.123	28.459	0	3.381	45.728	4.202
E 1159	-	48.018	96.616	-	79.072	99.406
E 1160	-	110.539	-	-	136.268	-
E 1162	-	0.293	0	-	3.795	0.167
E 1164	-	65.132	5.956	-	93.469	9.334
E 1165	-	14.094	-	-	21.433	-
E 1166	-	64.313	109.796	-	101.467	116.307
E 1167	-	183.892	-	-	202.85	-
E 1169	6.568	132.537	-	2.458	160.446	-
E 1070	-	118.188	85.709	-	161.054	94.211
E 1072	8.693	32.845	6.783	6.929	54.458	11.777
E 1073	5.454	105.214	-	0.789	128.522	-
E 1074	5.551	0	0	0.864	28.63	0.801
E 1075	6.312	52.4	-	2.466	68.593	-
E 1076	5.935	77.004	-	1.584	98.634	-
E 1077	5.808	60.74	-	1.766	80.295	-
E 1078D	5.789	13.316	-	1.463	26.163	-
E 1084	6.452	4.434	-	2.215	21.667	-
E 1092D	-	84.595	16.936	-	113.771	34.263
E 1093D	-	50.494	6.565	-	62.654	23.9
E 1094	-	64.682	0	-	80.665	4
E 1101D	2.186	-	0	0	-	1.366
E 1103	-	60.66	0	-	81.698	4.87
E 1158D	3.614	1.906	10.303	0	32.007	13.536
E 1159D	6.505	78.592	-	2.355	112.736	-
E 1165	-	58.391	-	-	83.919	-
E 1166	-	183.518	18.861	-	226.021	25.119
E 1167	2.06	-	-	0	-	-
E 1169	-	148.931	23.657	-	194.395	32.629
E 1170	-	52.822	88.52	-	95.705	95.581
E 1172	-	28.741	25.515	-	53.592	33.422
E 1175D	-	117.884	55.667	-	172.338	63.941
E 1177D	-	4.833	-	-	15.368	-
E 1181D	-	22.439	-	-	38.731	-
E 1184D	-	44.441	-	-	59.368	-
E 1185D	4.409	135.267	0	0.118	152.04	1.405
E 1188	7.826	56.987	-	4.961	79.541	-
E 1189D	5.871	49.362	43.215	5.871	49.362	43.215
E 1191	-	79.556	-	-	93.016	-

Pozo	superficie			fondo		
	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Siderita (mg/L)	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Siderita (mg/L)
E 1192	6.767	32.644	0	2.689	50.814	3.56
E 1196D	-	16.051	0	-	21.169	8.316
E 1197D	-	18.541	0	-	27.196	4.094
E 1198	6.007	0	0	6.007	0	0
E 1212	7.675	0	-	4.635	4.167	-
E 1114	7.269	11.564	-	3.684	30.969	-
E 1401	-	61.119	46.156	-	88.686	53.858
E 1407	5.614	41.384	-	1.427	60.845	-
E 1409	-	78.769	-	-	87.164	-
E 1412	-	14.167	44.808	-	36.369	48.04
E 1414	-	61.119	46.156	-	88.686	53.858
E 1418	-	54.362	3.679	-	59.045	27.432
E 1423D	6.722	0	-	2.814	3.294	-
E 1448D	-	0	27.495	-	10.577	39.996
E 1452D	0.114	16.379	-	0	25.712	-
E sur 17	1.226	-	-	0	-	-
E Gen	9.74	79.849	6.647	5.797	99.978	19.395

Cuadro 22. Cantidades precipitadas por cada escama en mg/L en el campo L

Pozo	Superficie			Fondo		
	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Siderita (mg/L)	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Siderita (mg/L)
L 2	0.027	0	-	0	5.752	-
L 6	0.048	0	-	0	31.003	-
L 15	-	124.133	17.351	-	244.271	19.195
L 18	-	7.788	-	-	42.159	-
L 21	-	2.377	-	-	35.094	-
L 22	-	11.729	-	-	49.107	-
L 24	-	1.66	-	-	18.116	-
L 25	-	0	0.667	-	65.044	6.132
L 26	-	0	-	-	68.078	0
L 29	-	13.291	-	-	75.575	-
L 30	6.344	71.35	24.187	0	280.809	27.896
L 33	-	246.423	0	-	299.145	0.252
L 34	-	0	-	-	127.067	-
L 44	-	7.283	-	-	40.859	-
L 45	-	34.211	-	-	110.426	-
L 46	-	10.805	-	-	37.065	-

Pozo	Superficie			Fondo		
	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Siderita (mg/L)	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Siderita (mg/L)
L 48	-	42.383	-	-	112.266	-
L 49	0.06	6.381	9.05	0	35.672	9.522
L 57	-	0	-	-	51.3	-
L 61	-	35.769	-	-	171.496	-
L 62	-	2.574	-	-	26.932	-
L 63	-	3.458	0	-	85.938	1.152
L 64	-	3.532	-	-	83.434	-
L Gen	0.831	33.715	0	0	76.578	2.252

Cuadro 423. Cantidades precipitadas por cada escama en mg/L en el campo Q

Pozo	Superficie			Fondo		
	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Siderita (mg/L)	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Siderita (mg/L)
Q 5	-	141.183	-	-	350.3	-
Q 6	-	161.827	-	-	428.741	-
Q 8	-	116.771	-	-	337.274	-
Q 9	0.994	136.455	0	0	364.643	2.011
Q 10	1.09	121.911	-	0	356.172	-
Q 12	-	296.307	0	-	562.815	1.268
Q 13	4.352	110.898	-	0	330.44	-
Q 15	5.006	87.497	-	0	289.859	-
Q 18	3.554	163.951	-	0	401.381	-
Q 19	-	293.49	-	-	640.101	-
Q 25	0.525	225.947	0.447	0	554.531	9.316
Q 26	-	65.958	-	-	210.835	-
Q 30	3.92	298.773	-	0	558.096	-
Q 33	-	250.788	0	-	477.534	0.052
Q 34	0.953	118.73	-	0	298.535	-
Q 35A	-	203.735	-	-	466.266	-
Q 36	1.09	107.986	-	0	297.106	-
Q 42	1.776	313.766	-	0	599.085	-
Q 43	-	99.41	-	-	274.976	-
Q 44	-	257.956	-	-	519.098	-
Q 46	2.003	254.841	-	0	604.216	-
Q 47	-	238.033	-	-	453.387	-
Q 50	0.181	100.94	-	0	302.987	-
Q 51	3.998	99.824	-	0	292.294	-
Q 52	-	343.646	-	-	515.236	-

Pozo	Superficie			Fondo		
	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Siderita (mg/L)	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Siderita (mg/L)
Q 54	1.692	157.924	-	0	397.606	-
Q 56	1.047	277.464	-	0	556.118	-
Q 57	6.535	149.621	-	0	356.985	-
Q 58	9.076	105.842	-	3.146	300.16	-
Q 59	1.103	321.74	-	0	626.643	-
Q 60	2.705	321.437	-	0	680.018	-
Q 62	-	226.838	0	-	560.651	3.721
Q 63	-	82.392	-	-	283.468	-
Q Gen	1.919	198.788	0	0	342.344	2.093

Cuadro 524. Cantidades precipitadas por cada escama en mg/L en el campo R

Pozo	Superficie				Fondo			
	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Siderita (mg/L)	Estroncianita (mg/L)	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Siderita (mg/L)	Estroncianita (mg/L)
R 13	-	21.841	0	0	-	21.896	0.079	0.195
R 22	-	32.947	0.143	-	-	32.811	0.651	-
R 23	-	45.442	0.102	-	-	44.969	0.618	-
R 32	84.576	0.412	0	0	81.559	0.908	2.697	0.028
R 36	-	18.027	0	0	-	22.388	0.084	0.19
R 42	-	0	-	-	-	0.897	-	-
R 44	-	110.829	0.025	0	-	106.402	0.548	0.385
R 46	-	0	0	-	-	29.264	0.236	-
R 52	2.226	39.952	0	0	0	64.825	0.81	0.139
R 75	-	21.202	0	0.69	-	19.803	0.097	0.816
R 88	-	19.056	0	0	-	25.233	0.071	0.122
R 101	-	29.751	1.404	-	-	34.509	1.899	-
R 103	-	46.246	0	-	-	50.009	0.398	-
R 104	-	86.865	0	0	-	85.977	0.371	0.028
R 116	-	16.915	0	0.662	-	15.431	0.089	0.754
R 124	-	48.909	0.68	-	-	59.774	1.359	-
R 127	-	61.043	0.437	0	-	59.197	0.932	0.084
R 129	-	12.561	9.809	0	-	19.061	9.854	0.05
R 145	-	24.573	0	0	-	24.747	0.066	0.243
R 148	-	14.648	0	0	-	20.018	0.073	0.18
R 164	-	18.51	0	0	-	17.325	0.073	0.097
R 203	-	30.757	0	-	-	41.434	0.443	-

Pozo	Superficie				Fondo			
	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Siderita (mg/L)	Estroncianita (mg/L)	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Siderita (mg/L)	Estroncianita (mg/L)
R 205	-	15.535	3.726	-	-	31.204	4.276	-
R 213	-	24.019	0	0.403	-	22.869	0.093	0.607
R 216	-	37.074	0	0.201	-	37.06	0.098	0.66
R 224	-	48.031	1.743	-	-	47.184	2.164	-
R 250	-	61.253	0.235	-	-	61.621	0.769	-
R 253	-	65.712	0.084	0	-	64.267	0.608	0.089
R 257	-	70.962	0.297	0	-	68.613	0.801	0.116
R 260	-	56.508	0	-	-	60.513	0.511	-
R 269	-	7.059	0	0	-	13.164	0.06	0.017
R 270	-	29.913	0.157	-	-	37.089	0.76	-
R 301	0.381	26.799	0.436	-	0	28.82	0.943	-
R 313	-	25.784	0	0.05	-	26.361	0.332	0.5
R 347	-	30.264	0	0.064	-	28.616	0.428	0.265
R 350	-	-	0.587	-	-	-	1.037	-
R 359	-	30.403	0	0.147	-	28.543	0.065	0.295
R 361	-	29.578	0	0	-	38.678	0.068	0.586
R 369	-	18.596	0	0.403	-	16.745	0.084	0.481
R 379	-	6.401	0	0.418	-	4.647	0.061	0.432
R 396	-	27.146	1.401	-	-	30.215	1.878	-
R 399	-	16.093	0	0	-	18.843	0.076	0.208
R 400	-	13.901	0	0.245	-	12.219	0.078	0.318
R 402	-	0	0.401	0	-	3.966	0.941	0.069
R 409	-	48.393	0	-	-	47.987	0.455	-
R 411	-	47.017	0.024	-	-	51.808	0.634	-
R 487	-	53.381	0.269	0	-	53.064	0.784	0.188
R 494	-	29.594	0	-	-	39.265	0.289	-
R 495	-	19.742	0	-	-	34.974	0.727	-
R 519	0.158	341.177	2.216	0	0	394.424	3.793	1.709
R 520	-	3.355	0.064	-	-	18.222	0.801	-
R 521	-	11.715	0.096	0	-	21.256	0.745	0.167
R Gen	-	41.415	0.374	-	-	41.3	0.692	-

Cuadro 625. Cantidades precipitadas por cada escama en mg/L en el campo B

Pozo	superficie				fondo			
	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Siderita (mg/L)	Estroncianita (mg/L)	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Siderita (mg/L)	Estroncianita (mg/L)
B 1	0.913	-	-	-	0.398	-	-	-
B 3	1.099	0	15.323	-	0	0.866	28.435	-
B 4	0.263	0	0	-	0	9.627	0.161	-
B 5	2.386	-	7.924	-	1.875	-	20.654	-
B 6	0.298	186.778	0	0	0.098	368.581	0.285	5.717
B 7	0.701	0	0	-	0	5.577	0.326	-
B 8	2.224	0	-	-	1.114	8.392	-	-
B 9	0.573	180.755	-	0	0.393	380.132	-	9.275
B 10	1.525	2.775	-	-	0.458	17.726	-	-
B 11	-	4.319	-	-	-	44.612	-	-
B 12	-	0	0	-	-	0.202	0.886	-
B 13	-	-	0	0	-	-	0.105	0.106
B 14	1.514	-	0	-	0.37	-	12.769	-
B 15 H	1.221	0	-	-	0.888	11.373	-	-
B 16	1.405	0	-	-	0	19.548	-	-
B 17	1.078	1.964	-	-	0.541	7.194	-	-
B 18	-	19.067	-	-	-	64.35	-	-
B 19	0.512	0	0	-	0	16.04	0.2	-
B 20	0.268	0	-	-	0	18.068	-	-
B 21	1.881	-	0	-	0.638	-	0.424	-
B 24	1.206	22.498	-	-	0.929	113.576	-	-
B 25	1.019	14.562	4.436	0	0.329	75.477	5.724	1.193
B 27	0.467	55.735	-	0	0.19	121.691	-	3.189
B 30	-	0	-	-	-	3.82	-	-
B 45H	-	162.116	0.234	-	-	313.263	3.617	-
B Este 1	-	129.091	0.549	1.404	-	133.04	1.199	3.064
B Este 3	1.873	-	-	-	1.228	-	14.18	-

Cuadro 726. Cantidades precipitadas por cada escama en mg/L en el campo P

Pozo	Superficie				Fondo			
	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Siderita (mg/L)	Estroncianita (mg/L)	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Siderita (mg/L)	Estroncianita (mg/L)
P 1	-	505.393	27.5	-	-	542.527	32.951	-
P 2	1.084	243.81	-	-	0	362.853	-	-
P 3	1.235	510.798	-	-	0	644.325	-	-
P 5	1.678	374.385	0	-	0.415	471.015	4.754	-

Pozo	Superficie				Fondo			
	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Siderita (mg/L)	Estroncianita (mg/L)	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Siderita (mg/L)	Estroncianita (mg/L)
P 6	-	52.371	120.817	-	-	98.229	121.574	-
P 7	1.116	182.947	-	-	0	202.027	-	-
P 9	1.461	555.417	2.012	-	0	632.048	5.606	-
P 10	8.022	175.094	2.052	26.46	5.137	202.598	3.25	29.765
P 11	1.284	480.009	3.997	-	0	572.461	15.096	-
P 13	2.728	624.865	21.838	-	1.646	685.726	31.463	-
P 13H	1.544	212.392	18.032	-	0.053	345.86	34.777	-
P 14	1.433	136.11	9.506	-	0	171.884	11.078	-
P 14D	-	191.197	6.098	-	-	240.457	8.455	-
P 17	18.546	478.267	16.045	-	16.731	558.874	28.589	-
P 18	4.556	470.359	14.26	-	3.207	541.255	17.762	-
P Gen	7.518	449.133	16.053	-	5.864	522.209	22.724	-

**Cuadro 827. Cantidades precipitadas por cada escama en mg/L en el campo K**

Pozo	Superficie			Fondo		
	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Siderita (mg/L)	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Siderita (mg/L)
K 1	10.048	83.332	10.73	0.241	312.731	16.49
K 2	-	231.2	-	-	447.025	-
K 4	12.237	129.101	0	6.86	324.425	4.456
K 5	10.291	98.828	-	0.669	272.403	-
K 6	-	127.886	-	-	304.331	-
K 12	-	94.97	0	-	262.812	0
K 13	-	110.401	0	-	284.464	1.564
K 15	-	113.925	-	-	261.383	-
K 16	6.984	121.394	-	5.242	293.565	-
K 18	-	105.02	-	-	255.802	-
K 19	-	71.252	-	-	251.219	-
K 20	-	103.687	-	-	257.659	-
K 22	-	144.673	-	-	370.673	-
K 23	-	111.684	-	-	263.379	-
K 24	1.346	89.612	-	0	246.965	-
K 25	-	126.066	-	-	304.228	-
K 26	-	160.98	-	-	330.24	-
K 35	-	84.298	0	-	298.361	3.072
K 36	-	86.652	-	-	217.893	-
K Gen	10.18	101.243	0	1.022	181.062	2.322

**Cuadro 928. Cantidades precipitadas por cada escama en mg/L en el campo T**

Pozo	Superficie			Fondo		
	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Siderita (mg/L)	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Siderita (mg/L)
T 1	7.334	112.769	-	0	250.927	-
T 3	0.322	164.402	0	0	315.711	0.762
T 4	1.775	118.723	0	0	258.077	0.901
T 7	0.776	71.945	0	0	219.028	2.007
T 8	2.428	65.269	-	0	280.56	
T 11	-	175.983	-	-	350.098	-
T-2	-	485.842	0	-	849.861	0.073
T Gen	4.411	141.798	0	0.387	165.16	1.55

**Cuadro 10. Cantidades precipitadas por cada escama en mg/l en el campo O**

Pozo	Superficie			Fondo		
	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Siderita (mg/L)	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Siderita (mg/L)
O 14	8.323	329.01	0	4.155	564.692	3.424
O 52	8.557	270.432	-	3.922	483.676	-
O 60	2.842	329.192	0	0	501.888	6.024
O 93	8.895	389.862	0	5.989	666.564	2.748
O 123	8.137	240.588	0	3.541	487.417	5.29
O 139	8.359	290.761	0	4.191	572.825	1.258
O 171	8.172	308.469	-	3.631	568.913	-
O 181	8.2	250.4	-	3.6	552.6	-
O 185	8.199	250.442	-	3.631	552.589	-
O Gen	7.766	313.666	0	3.879	561.14	1.386

**Cuadro 11. Cantidades precipitadas por cada escama en mg/L en el campo C**

Pozo	Superficie		Fondo	
	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)
C 1	5.285	210.593	3.364	246.387
C 2	2.907	179.439	0.75	212.586
C 4	-	177.686	-	213.755
C 8	14.737	181.219	13.345	213.011
C 9	2.474	175.18	1.778	211.336
C Gen	10.702	179.424	8.94	214.868

**Cuadro 12. Cantidades precipitadas por cada escama en mg/L en el campo N**

Pozo	Superficie				Fondo			
	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Siderita (mg/L)	Estroncianita (mg/L)	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Siderita (mg/L)	Estroncianita (mg/L)
N 13	0.877	366.791	-	26.306	0	424.031	-	37.541
N 22	0.066	57.295	13.066	-	0	64.399	13.775	-
N 29	0.563	194.435	-	65.521	0	312.435	-	98.184
N 31	0.284	266.059	-	35.114	0	337.832	-	48.594
N 34	0.355	118.924	-	-	0	188.407	-	-
N 90	1.361	191.963	-	-	0.119	284.813	-	-
N 225	0.762	287.391	-	-	0	388.845	-	-
N Gen	1.385	365.436	-	-	0	504.432	-	-

**Cuadro 13. Cantidades precipitadas por cada escama en mg/L en el campo G**

Pozo	Superficie	Fondo
	Calcita (mg/L)	Calcita (mg/L)
G 1	140.685	326.356
G 2	108.596	280.132
G 4	112.967	301.802
G 5	112.486	280.873
G 6	134.456	351.685
G 7	122.218	306.327
G 14	140.609	336.496
G Gen	117.261	167.055

**Cuadro 129. Cantidades precipitadas por cada escama en mg/L en el campo S**

Pozo	Superficie			Fondo		
	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Siderita (mg/L)	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Siderita (mg/L)
S 1	1.181	75.785	0	0	168.738	10.311
S 3	2.017	211.637	21.673	0.256	325.981	43.068
S 7	1.937	89.337	-	1.209	174.427	-
S 9	0.817	264.713	-	0	414.722	-
S 12	1.819	48.115	20.238	0.76	134.986	47.754

**Cuadro 15. Cantidades precipitadas por cada escama en mg/L en el campo M**

Pozo	Superficie			Fondo		
	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Siderita (mg/L)	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Siderita (mg/L)
M 3	-	33.731	-	-	82.038	-
M 6	-	39.013	24.051	-	96.968	27.824
M 7	0.15	2.182	15.077	0	33.501	18.021
M 8	-	118.085	0	-	157.567	1.443
M 9	-	98.573	0	-	138.764	1.538
M 11	-	106.38	-	-	149.776	-
M 12	-	51.804	-	-	67.472	-
M 13	-	78.44	7.803	-	128.809	12.108
M 14	-	78.66	4.686	-	129.223	9.042
M 16	-	64.846	-	-	104.734	-
M 17	-	70.918	6.125	-	112.54	9.665
M 19	-	115.569	-	-	147.414	-
M 21	-	81.231	9.949	-	128.396	13.642
M 22	-	128.378	-	-	165.224	-
M 23	-	93.436	-	-	167.253	-
M 24	-	93.688	-	-	132.88	-
M 28	-	77.81	-	-	113.561	-
M 30	0.326	126.599	4.004	0	177.166	7.682
M 40	-	26.136	21.878	-	89.705	26.771
M Gen	-	46.454	0.034	-	97.283	4.872

**Cuadro 16. Cantidades precipitadas por cada escama en mg/L en el campo U**

Pozo	Superficie				Fondo			
	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Siderita (mg/L)	Estroncianita (mg/L)	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Siderita (mg/L)	Estroncianita (mg/L)
U 8	25.953	0	69.012	-	20.521	125.634	97.318	-
U 17	-	8.501	-	-	-	131.627	-	-
U 23	0.377	0	0	-	0	37.28	0	-
U 43	-	15.161	-	-	-	74.589	-	-
U 47	-	12.907	-	-	-	101.349	-	-
U 55	-	7.087	-	-	-	96.837	-	-
U 57	0.615	209.82	-	-	0	509.777	-	-
U 67	-	0	0	7.587	-	86.62	0	0
U 69	0.266	9.294	0	-	0	98.217	0	-
U 70	-	412.399	-	-	-	801.939	-	-
U 75	0.481	6.874	-	-	0	121.418	-	-

Pozo	Superficie				Fondo			
	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Siderita (mg/L)	Estroncianita (mg/L)	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Siderita (mg/L)	Estroncianita (mg/L)
U 76	0.019	8.226	-	-	0	97.17	-	-
U 77	-	7.407	0	-	-	93.409	0	-
U 81	-	275.803	5.056	12.303	-	709.386	13.654	45.632
U Gen	14.087	88.633	-	-	11.224	125.342	-	-

Cuadro 17. Cantidades precipitadas por cada escama en mg/L en el campo A

Pozo	Superficie			Fondo		
	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Siderita (mg/L)	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Siderita (mg/L)
A 2	3.074	913.705	0	2.008	1199.532	9.837
A 5	1.195	559.767	-	0.163	930.98	-
A 6	4.919	513.323	-	3.257	791.725	-
A 7	1.441	379.364	0	0.713	685.851	0.909
A 8	1.208	507.765	-	0.728	825.893	-
A 9	1.343	257.702	95.193	0.615	701.69	120.035
A 10	1.072	233.613	-	0.469	476.434	-
A 11	9.029	231.998	-	7.758	567.13	-
A 12D	5.826	593.024	-	3.682	845.497	-
A 12	3.238	486.208	-	0.728	842.068	-
A 13	1.507	524.477	-	1.084	799.419	-
A Gen	2.843	507.127	0	2.045	779.853	0.969

Cuadro 30. Cantidades precipitadas por cada escama en mg/L en el campo I

Pozo	Superficie		Fondo	
	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)
I 37	4.729	47.785	1.109	73.227
I 38	0.959	33.137	0.294	74.975

**Cuadro 19. Cantidades precipitadas por cada escama en mg/L en el campo J**

Pozo	Superficie		Fondo	
	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)
J 4	14.028	151.011	0.613	279.484

**Cuadro 20. Cantidades precipitadas por cada escama en mg/l en el campo D**

Pozo	Superficie			Fondo		
	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Siderita (mg/L)	Barita (mg/L)	Calcita (mg/L)	Siderita (mg/L)
D 1	-	-	5.294	-	-	7.391
D 3	0.986	0.000	5.024	0.418	3.264	6.408
D 6	1.649	-	1.032	0.590	-	4.600
D 7	1.208	0.000	21.177	0.146	5.294	21.857