

EVALUACIÓN DE UN INHIBIDOR DE INCRUSTACIÓN PARA EVITAR  
TAPONAMIENTO DE LAS LÍNEAS DE PRODUCCIÓN EN UNA PLATAFORMA  
PETROLERA

ANA XIMENA SALAMANCA SÁNCHEZ

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA QUÍMICA  
BOGOTÁ D.C  
2018

EVALUACIÓN DE UN INHIBIDOR DE INCRUSTACIÓN PARA EVITAR  
TAPONAMIENTO DE LAS LÍNEAS DE PRODUCCIÓN EN UNA PLATAFORMA  
PETROLERA

ANA XIMENA SALAMANCA SÁNCHEZ

Proyecto integral de grado para optar el título de  
INGENIERO QUÍMICO

Director  
Myriam Liliana Caldas Ariza  
Tecnóloga en química industrial

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA  
FACULTAD DE INGENIERÍAS  
PROGRAMA DE INGENIERÍA QUÍMICA  
BOGOTÁ D.C  
2018

Nota de aceptación:

---

---

---

---

---

Ing. Elizabeth Torres Gámez

---

Ing. Angie Tatiana Ortega Ramírez

---

Ing. Oscar Chamarravi Guerra

Bogotá, D.C, Noviembre 2018

## DIRECTIVAS UNIVERSIDAD AMÉRICA

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Decano General Facultad de Ingenierías

Dr. JULIO CÉSAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa Ingeniería Química

I.Q. Leonardo de Jesús Herrera Gutiérrez

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente al autor.

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradezco a mis padres, ya que con su ayuda y constante esfuerzo contribuyeron a la consecución de este importante logro en mi vida académica.

Agradezco a mi directora Liliana Caldas, a las ingenieras Johanna Vaca y Mónica Marcela Medina por los aportes que le hicieron a este proyecto desde cada una de sus disciplinas.

Finalmente agradezco al amor de mi vida Andrés Moreno por todo su apoyo y dedicación para poder culminar esta etapa.

## CONTENIDO

	pág.
<b>RESUMEN</b>	<b>17</b>
<b>INTRODUCCIÓN</b>	<b>18</b>
<b>OBJETIVOS</b>	<b>20</b>
<b>1. MARCO TEÓRICO</b>	<b>21</b>
<b>1.1 INCRUSTACIONES</b>	<b>21</b>
<b>1.2 PROBLEMAS GENERADOS POR LAS INCRUSTACIONES PRESENTES EN LAS TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN</b>	<b>22</b>
<b>1.3 ORIGEN DE LAS INCRUSTACIONES</b>	<b>22</b>
1.3.1 Mezclas incompatibles	23
1.3.2 Auto sedimentación	23
1.3.3 Incrustaciones inducidas por la evaporación	23
<b>1.4 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA APARICIÓN DE LAS INCRUSTACIONES</b>	<b>23</b>
1.4.1 Iones	24
1.4.2 Temperatura	24
1.4.3 Presión	25
1.4.4 pH	26
<b>1.5 EQUILIBRIO QUÍMICO</b>	<b>26</b>
1.5.1 Efecto de la temperatura sobre la constante de equilibrio	26
1.5.2 Efecto de la presión sobre la constante de equilibrio	27
1.5.3 Efecto de la concentración sobre la constante de equilibrio	27
<b>1.6 TIPOS DE INCRUSTACIONES</b>	<b>28</b>
1.6.1 Carbonato de Calcio ( $\text{CaCO}_3$ )	28
1.6.2 Sulfato de Bario ( $\text{BaSO}_4$ )	29
1.6.3 Sulfato de Calcio ( $\text{CaSO}_4$ )	30
<b>1.7 FORMACIÓN DE LAS INCRUSTACIONES</b>	<b>31</b>
1.7.1 Nucleación homogénea	31
1.7.2 Nucleación heterogénea	35
<b>1.8 CONTROL DE INCRUSTACIONES</b>	<b>33</b>
1.8.1 Tratamiento químico	33
<b>1.9 PREDICCIÓN DE INCRUSTACIONES</b>	<b>36</b>
1.9.1 Índice de Langelier	37
1.9.2 Índice de Oddo y Thomson	37
1.9.3 Índice de Ryznar	38
1.9.4 Índice de Puckorius	39
1.9.5 Índice de Larson – Skold (Lal)	39
<b>2. CARACTERIZACIÓN DEL AGUA DE FORMACIÓN DE LA PLATAFORMA</b>	<b>41</b>

<b>2.1 MÉTODOS UTILIZADOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LA CANTIDAD DE IONES PRESENTES EN EL AGUA DE FORMACIÓN DE LA PLATAFORMA</b>	<b>41</b>
2.1.1 Procedimiento espectrofotometría por absorción atómica	41
2.1.2 Método turbidímetro	43
2.1.3 Método Argento métrico	44
2.1.4 Método de Titulación o dureza de calcio	45
<b>2.2 RESULTADOS ANÁLISIS DEL AGUA DE FORMACIÓN</b>	<b>46</b>
<b>2.3 DIAGRAMA DE STIFF</b>	<b>46</b>
<b>2.4 COMPORTAMIENTO DEL EFECTO DEL AGUA DE FORMACIÓN POR MEDIO DEL CÁLCULO DE LOS DIFERENTES ÍNDICES DE SATURACIÓN</b>	<b>49</b>
<b>3. SELECCIÓN DE INHIBIDORES ACORDE A LA CARACTERIZACIÓN DEL AGUA</b>	<b>51</b>
<b>3.1 CARACTERÍSTICA DEL SOFTWARE SSP 2017</b>	<b>51</b>
3.1.1 Tendencia de las incrustaciones con respecto a la Temperatura	52
3.1.2 Tendencia de las incrustaciones con respecto a la Presión	53
3.1.3 Tendencia de las incrustaciones con respecto al pH	55
<b>3.2 INHIBIDORES PARA REALIZAR LAS PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD Y EFICIENCIA</b>	<b>56</b>
<b>3.3 DETERMINACIÓN DE COMPATIBILIDAD DE LOS INHIBIDORES DE INCRUSTACIÓN CON LA COMPOSICIÓN DEL AGUA DE FORMACIÓN</b>	<b>57</b>
<b>3.4 EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DE LOS INHIBIDORES EN LA PREVENCIÓN DE LAS INCRUSTACIONES</b>	<b>60</b>
<b>3.5 ANÁLISIS DE RESULTADOS</b>	<b>67</b>
<b>4. DETERMINAR LA CANTIDAD DE INHIBIDOR PARA PREVENIR LA INCRUSTACIÓN</b>	<b>69</b>
4.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	69
4.2 FACTORES Y NIVELES	69
4.3 DEFINICIÓN DE VARIABLES.	69
4.4 PLANTEAMIENTO DE LAS HIPÓTESIS	70
4.5 ELECCIÓN DEL DISEÑO EXPERIMENTAL	71
4.6 PROCEDIMIENTO Y RECOLECCIÓN DE DATOS	71
4.7 ANÁLISIS DE VARIANZA	73
<b>5. DETERMINAR LOS COSTOS Y EL MARGEN DE RENTABILIDAD DEL PROYECTO</b>	<b>76</b>
5.1 COSTO DE LA FÓRMULA OBTENIDA EN EL PROYECTO	76
5.2 COSTO DE FABRICACIÓN DEL PRODUCTO DEL PROYECTO	76
5.3 MARGEN DE RENTABILIDAD	76
5.4 COMPARACIÓN DEL PRODUCTO OBTENIDO DEL PROYECTO Y EL PRODUCTO ACTUAL INYECTADO EN LA PLATAFORMA	77

<b>6. CONCLUSIONES</b>	<b>79</b>
<b>7. RECOMENDACIONES</b>	<b>81</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA</b>	<b>82</b>
<b>ANEXOS</b>	<b>86</b>

## LISTA DE TABLAS

	pág.
<b>Tabla 1.</b> Iones presentes en el agua de formación	24
<b>Tabla 2.</b> Solubilidad de cada una de las incrustaciones	25
<b>Tabla 3.</b> Composición del agua de formación	46
<b>Tabla 4.</b> Composición del agua de formación en miliequivalente por litro (meq/L).	47
<b>Tabla 5.</b> Índices de incrustación	49
<b>Tabla 6.</b> Inhibidores utilizados en la prueba de compatibilidad	57
<b>Tabla 7.</b> Resultados obtenidos en la prueba de compatibilidad	59
<b>Tabla 8.</b> Resultados de Porcentaje de inhibición de la prueba 1 de eficiencia	64
<b>Tabla 9.</b> Resultados de Porcentaje de inhibición de la prueba 2 de eficiencia	66
<b>Tabla 10.</b> Priorización de eficiencia de los inhibidores evaluados	67
<b>Tabla 11.</b> Factores y niveles del diseño experimental factorial multinivel	69
<b>Tabla 12.</b> Variables controladas y no controladas del diseño experimental	70
<b>Tabla 13.</b> Datos obtenidos en la pre-experimentación para el desarrollo del diseño experimental	72
<b>Tabla 14.</b> Tabla Anova. Análisis de Varianza obtenido del diseño factorial multinivel implementado	73
<b>Tabla 15.</b> Costo del producto obtenido en el proyecto por galón	76
<b>Tabla 16.</b> Comparación del producto del proyecto y del inyectado actualmente en la plataforma	77
<b>Tabla 17.</b> Resumen de los datos para utilizar en el cálculo de cada ecuación	100
<b>Tabla 18.</b> Calculo de grados de libertad para los cuadrados medios de cada efecto de variación	102
<b>Tabla 19.</b> Costos materia prima del inhibidor	104

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
<b>Figura 1.</b> Formación de incrustación en una tubería	21
<b>Figura 2.</b> Solubilidad vs Temperatura	25
<b>Figura 3.</b> Presencia de Carbonato de Calcio al interior de las tuberías.	29
<b>Figura 4.</b> Formación de Barita	30
<b>Figura 5.</b> Sulfato de Calcio en tubería	31
<b>Figura 6.</b> Nucleación Homogénea	32
<b>Figura 7.</b> Nucleación Heterogénea	33
<b>Figura 8.</b> Espectrofotómetro de Absorción Atómica Perkin-Elmer mod. 3110	42
<b>Figura 9.</b> Turbidímetro HANNA HI 93073	44
<b>Figura 10.</b> Diagrama de Stiff de la plataforma petrolera	48
<b>Figura 11.</b> Diagrama de bloques prueba de compatibilidad	58
<b>Figura 12.</b> Visualización de compatibilidad de los inhibidores de acuerdo con el agua de formación	60
<b>Figura 13.</b> Diagrama de bloques para la determinación de eficiencia de inhibición de incrustación	62
<b>Figura 14.</b> Cambio de color del punto final de la prueba de eficiencia	63
<b>Figura 15.</b> Tabla Anova para el desarrollo del diseño factorial multinivel	73
<b>Figura 16.</b> Introducción de los parámetros iniciales del agua de yacimientos que se quiere trabajar en el software	92
<b>Figura 17.</b> Datos de la composición del agua de yacimiento	93
<b>Figura 18.</b> Condiciones iniciales de presión y temperatura del agua de formación de la plataforma	93
<b>Figura 19.</b> Valores iniciales y finales de la plataforma con respecto a la presión y la temperatura	94
<b>Figura 20:</b> Comportamiento de la calcita con respecto a la temperatura, presión, pH y el índice de saturación de Oddo - Thomson	94
<b>Figura 21.</b> Comportamiento de la Barita con respecto a la temperatura, presión, pH y el índice de saturación de Oddo - Thomson	95
<b>Figura 22.</b> Comportamiento de las incrustaciones formadas por sulfato con respecto a la temperatura, presión, pH y el índice de saturación de Oddo – Thomson	96

## LISTA DE ECUACIONES

	pág.
<b>Ecuación 1.</b> Constante de equilibrio	26
<b>Ecuación 2.</b> Constante de equilibrio en relación de la presión de cada uno de los componentes en fase gaseosa	27
<b>Ecuación 3.</b> Índice de Langelier	37
<b>Ecuación 4.</b> Calculo del pH de saturación	37
<b>Ecuación 5.</b> Índice de Saturación de Ryznar	38
<b>Ecuación 6.</b> Calculo del pH de saturación	39
<b>Ecuación 7.</b> Índice de Saturación de Puckorius	39
<b>Ecuación 8.</b> Calculo del pH del sistema en equilibrio	39
<b>Ecuación 9.</b> Índice de Larson – Skold	40
<b>Ecuación 10.</b> Calculo de miligramos de sulfato	43
<b>Ecuación 11.</b> Determinación de la concentración de cloruro	45
<b>Ecuación 12.</b> Determinación de alcalinidad en agua	45
<b>Ecuación 13.</b> Conversión de mg/L a meq/L	47
<b>Ecuación 14.</b> Margen de rentabilidad	77

## LISTA DE ANEXOS

	pág.
<b>Anexo A.</b> Conversión de mg/l a meq/l de cada uno de los iones presentes en el agua de formación	87
<b>Anexo B.</b> Calculo de los índices de incrustación para determinar qué efecto tienen el agua de formación de la plataforma	89
<b>Anexo C.</b> Utilización del software scalesoftpitzer	92
<b>Anexo D.</b> Normatividad de las pruebas realizadas en laboratorio para inhibidores de incrustación	98
<b>Anexo E.</b> Cálculos de la tabla anova en el diseño experimental	100
<b>Anexo F.</b> Cálculos del precio del producto y precio de producción en la planta	104

## LISTA DE ABREVIATURAS

### Abreviaturas

Abreviatura	Término
ppm	Partes por millón
meq	Equivalentes por millón
IS	Índice de Saturación
Ke	Constante de Equilibrio
ATMP	Amino Trimetileno Ácido Fosfónico
HEDP	1 – Hydroxyetileno – 1 ácido 1 Difosfonico
EDTMP	Etilendiaminotetra
HMDTMP	Hexametilendiaminotetra
DETPMP	Dietileno Pentatriamina
BHMTMPMP	Hexametileno Pentatriamina
EDTA	Ácido etilenodiaminotetracético.
LSI	Índice de Saturación de Langelier
RSI	Índice de Saturación de Ryznar
PSI	Índice de Saturación de Puckorius
LAI	Índice de Saturación de Larson-Skold
NTMP	Acido Nitrilotri metileno fosfonico
Bar	Unidad de Presión
mg/L	Miligramo por Litro

## GLOSARIO

**AGUA DE FORMACIÓN:** es el agua que se encuentra en los pozos petroleros, puede estar emulsionada en el crudo o puede estar como agua libre.

**CONCENTRACIÓN:** es la cantidad de soluto que se disuelve en relación al solvente. La cantidad de soluto es menor a la del solvente formando una solución.

**ESPECTROFOTOMETRÍA:** es un método de análisis que permite medir la radiación absorbida o transmitida por una sustancia midiendo la intensidad de la luz cuando un haz luminoso pasa a través de la muestra.

**IÓN (ES):** es un átomo o conjunto de átomos que tienen una carga positiva (cationes) y carga negativa (aniones).

**ÍNDICE DE LANGELIER:** es un índice que se calcula para establecer el equilibrio del agua y así determinar la tendencia corrosiva o incrustante del agua.

**MODELO DE PITZER:** el modelo de Pitzer se basa en la interacción iónica donde la interacción entre dos iones de signo opuesto y la interacción entre iones del mismo signo depende exclusivamente de la carga eléctrica.

**PRECIPITACIÓN:** es el sólido que se produce en una disolución por efecto de una reacción química o bioquímica. La precipitación ocurre cuando una sustancia insoluble se forma en la disolución debido a una reacción química o a que la disolución ha sido sobresaturada por algún compuesto, esto es, que no acepta más soluto y que al no poder ser disuelto, dicho soluto forma el precipitado.

**PRINCIPIO DE LE CHATELIER:** permite establecer si un sistema en equilibrio es sometido a cambios de temperatura, presión, volumen y concentración contrarrestará el efecto que lo perturbó y recuperará el estado de equilibrio.

**QUELACIÓN:** sustancias complejas que contienen iones metálicos y metales pesados.

**SATURACIÓN:** es cuando se incrementa la cantidad de soluto en una solución hasta llegar a su límite y no poder aumentar su concentración, dos factores que intervienen en la saturación son la presión y la temperatura. Si se sigue añadiendo soluto, la solución quedará sobresaturada.

**SOLUBILIDAD:** capacidad de una sustancia o un cuerpo para disolverse al mezclarse con un líquido.

**VELOCIDAD DE REACCIÓN:** es la cantidad de productos o reactivos que se convierte en una reacción por unidad de volumen y de tiempo. La cantidad de

compuestos de la reacción, la presión, el orden de la reacción y la temperatura afecta la velocidad de reacción. Por lo tanto, cuanto mayor será la concentración mayor será la velocidad de reacción.

## RESUMEN

Este proyecto aborda uno de los problemas más frecuentes que presenta la industria petrolera en el proceso de producción de crudo; este es la aparición de incrustaciones que se forman por la reacción de los iones presentes en el agua de formación; el crecimiento de las incrustaciones resulta de los procesos de nucleación homogénea y heterogénea que se dan en forma paralela, y se depositan en las tuberías de producción, ocasionando entre otras el taponamiento en las mismas.

En este trabajo se estudió la formación de incrustaciones en la plataforma petrolera ubicada en Brasil como causa de la recuperación secundaria por inyección de agua de mar desde el inicio de la producción para garantizar la máxima producción del petróleo que trae consigo reducción e incremento en costos de mantenimiento en las operaciones de extracción y producción de hidrocarburos en la plataforma marítima petrolera, siendo uno de los principales problemas a mitigar y prevenir por las empresas operadoras.

Para dar solución al problema de incrustación presente en la plataforma petrolera se diseñó, evaluó y recomendó un producto inhibidor de incrustaciones para la plataforma. Para esto se realizó la caracterización del agua de formación por medio del diagrama de Stiff para determinar el tipo de agua que se está, utilizando los valores de cada uno de los iones obtenidos a partir del análisis realizado a nivel de laboratorio del agua de formación y con la ayuda del cálculo de cada uno de los índices existentes con el fin de determinar si el agua es corrosiva o incrustante. De igual manera con ayuda del software Scalesoftpitzer se determinó el tipo de incrustaciones que se forman en la plataforma, los resultados mostraron que las incrustaciones son: carbonato de calcio y sulfato de bario. De acuerdo a esto se seleccionaron seis inhibidores de tipo fosfato y polímero, debido a sus bondades para inhibir este tipo de incrustaciones.

Por medio de pruebas de laboratorio de compatibilidad y eficiencia se determinó el porcentaje de inhibición de cada uno de los inhibidores identificando el mejor inhibidor para realizar el diseño de experimentos donde se estableció el neutralizador y dosificación adecuada para la aplicación del producto recomendado; al obtener el producto inhibidor de incrustación se calculó el costo de este y el margen de rentabilidad. La aplicación de este producto se realizó directamente en la línea de producción donde se encuentra el agua de formación, siendo necesario un monitoreo constante del sistema para asegurar un tratamiento químico favorable.

**PALABRAS CLAVES:** Incrustación, inhidor, solubilidad, temperatura, pH, presión

## INTRODUCCIÓN

En la industria petrolera, el problema de incrustaciones es frecuente en los procesos de extracción y producción generalmente ocasionados por la presencia de agua en el yacimiento. Inicialmente durante el proceso de extracción el fluido se presenta poca cantidad de agua de formación, pero con el paso del tiempo la cantidad de agua aumenta debido a que se hace una recuperación secundaria donde el propósito es mantener la presión por medio de la inyección de agua, para desplazar el crudo hacia el pozo, como consecuencia de esto a medida que fluye el agua se generan incrustaciones. Según Rómulo Ornellas del Valle<sup>1</sup>, en las plataformas de petróleo se producen principalmente problemas por deposición de sales, como el sulfato de bario y estroncio y los carbonatos de calcio y magnesio. Mientras que los sulfatos se depositan debido a la mezcla de agua de mar rica en sulfatos con el agua presente en el interior de los depósitos de petróleo ricos en iones de bario y estroncio, por otro lado, los carbonatos son precipitados debido al cambio en la saturación, que es muy sensible a variaciones de temperatura, presión y pH.

También existen otros mecanismos de producción como empuje por gas en solución, empuje por capa de gas, empuje por expansión del agua connata y reducción del volumen poroso, empuje hidráulico que pueden influir en la saturación del yacimiento. Debido a esto es necesario realizar ciertos tratamientos, ya sea por ósmosis inversa (OI), sales de ablandamiento (suavizadores), limpiezas ácidas, eliminación de dióxido de carbono por aireación, el uso de NaOH, Ca (OH)<sub>2</sub>, Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub> o NaHCO<sub>3</sub>, inhibidores etc; esto genera sobre costos en el mantenimiento del yacimiento y su producción, causando pérdidas, ya que es necesario detener la producción del fluido para realizar estos tratamientos. <sup>2</sup>Por esta razón se utilizan inhibidores de tipo fosfato, polímero y Ester, los cuales son utilizados como tratamiento químico contra las incrustaciones eficientes a bajos costos.

Existen diferentes tipos de iones presentes en el agua de producción, ya que el agua es un excelente solvente y puede transportar minerales que producen sales inorgánicas, tal como lo manifiesta Nemerow<sup>3</sup> como son los Carbonatos de calcio o calcita (CaCO<sub>3</sub>), Sulfato de Calcio o yeso (CaSO<sub>4</sub>), el sulfato de Bario o Barita (BaSO<sub>4</sub>), Sulfato de Estroncio o Celestita (SrSO<sub>4</sub>), Sulfatos de hierro o Siderita (FeCO<sub>3</sub> o FeSO<sub>4</sub>) y Cloruro de Sodio (NaCl).

Los depósitos de Calcio, Bario, Estroncio, Hierro y demás iones presentes en las tuberías son los responsables de la dureza del agua, ya que, dependiendo de la

---

<sup>1</sup> ORNELLAS DEL VALLE, Romulo. Determinación de la tasa de incrustaje en los cambios de calor con la ayuda de métodos de optimización, RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL Septiembre 2012, p. 19.

<sup>2</sup>CHINA NATIONAL OFFSHORE OIL CORPORATION. Tratamiento de todo el sistema de agua salada en una plataforma costa afuera – CNOOC, China

<sup>3</sup> NEMEROW, Nelson. Tratamiento de vertidos industriales y peligrosos. 1998. Vol (3) P.2

cantidad de compuestos presentes en el agua, la temperatura, la turbulencia del flujo y pH, ocasionan que los minerales precipiten y se depositen sobre la superficie de la tubería. Esto conlleva a que aumente la caída de presión y la velocidad de flujo sea menor. “Estas incrustaciones obstruyen más del 40% del área de influencia de la tubería, lo que ocasiona menor producción de crudo e impide el acceso de las herramientas de reparación en el interior del pozo.”<sup>4</sup> Para prevenir la formación de incrustaciones, es necesario utilizar un inhibidor como tratamiento químico.

El inhibidor recomendado para el desarrollo de este problema ataca progresivamente las incrustaciones formadas solubilizándolas en medio acuoso y descomponiendo los iones, para evitar o reducir las incrustaciones que generan daños graves e irreversibles en el yacimiento, según Quintanilla<sup>5</sup> algunos de los daños son: afectación de equipos de producción en fondo y facilidades de superficie, disminución en las áreas efectivas de flujo en las líneas de producción. Debido a esto se hace necesario realizar limpiezas acidas y mecánicas, que generan daños en las tuberías y costos para los operadores.

De acuerdo con lo anterior se hace necesario evaluar diferentes inhibidores que presenten la menor cantidad de efectos secundarios como formación de precipitaciones o formación de cristales que causen taponamientos, que además permitan la reducción de costos y por supuesto reduzcan el problema de las incrustaciones.

---

<sup>4</sup> CRABTREE, Mike, et al. La lucha contra las incrustaciones – Remoción y prevención. Otoño 1999. Texas Estados Unidos. P 31.

<sup>5</sup> QUINTANILLA. Guillermo. Evaluación del daño por precipitación y depositación de escamas minerales en la fase piloto de un proyecto químico ASP (Álcali-Surfactante-Polímero) en un campo de petróleo en Colombia. Medellín-Colombia. Tesis Doctoral. Universidad Nacional de Colombia. P 29

## **OBJETIVOS**

### **OBJETIVO GENERAL**

Identificar un producto inhibidor de incrustación para evitar el taponamiento de las líneas de producción de una plataforma petrolera.

### **OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Caracterizar física y químicamente el agua de formación de la plataforma petrolera.
- Seleccionar el inhibidor de acuerdo con la caracterización del agua de formación.
- Determinar la cantidad de inhibidor para prevenir la incrustación.
- Determinar los costos y el margen de rentabilidad del proyecto.

## 1. MARCO TEÓRICO

En este capítulo se trabajó cada uno de los conceptos planteados que está relacionado con el problema tratado el cual es la formación de incrustaciones en las tuberías de las líneas de producción y así comprender cada uno los factores que se involucran .

### 1.1 INCRUSTACIONES

Son precipitaciones de los iones que contiene el agua que se depositan en las tuberías causando taponamiento de estas y equipos que se utilizan para la producción o extracción del crudo. Según González<sup>6</sup> esto también puede ocurrir en yacimientos donde se emplea la inyección de agua como sistema de recuperación mejorada, o al utilizar gas con alto contenido de CO<sub>2</sub> y otros contaminantes. Las incrustaciones más comunes son: sulfato de bario, carbonato de calcio, Sulfato de Calcio, y compuestos de hierro.

**Figura 1.** Formación de incrustación en una tubería



**Fuente:** CRABTREE, Mike, *et al.* La lucha contra las incrustaciones – Remoción y prevención. Otoño 1999. Texas Estados Unidos. {en línea} Disponible en: [https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/spanish99/aut99/p30\\_49.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish99/aut99/p30_49.pdf)

---

<sup>6</sup> DÁVILA GONZÁLEZ, Vicente. Compuesto estabilizado eliminador e inhibidor de incrustaciones en tuberías, Geo Estratos, S.A. De C.V, mayo 17 de 2011. P 3.

Uno de los problemas de la industria petrolera en la fase de producción es la acumulación de precipitación de iones que con el tiempo van formando una capa gruesa de compuestos como se observa en la figura 1 donde se observa como en el interior de la tubería hay presencia de incrustación, las cuales causan daños en las líneas de producción y como consecuencia de esto la reducción en la producción de crudo. Cabe resaltar que la protección de las tuberías contra la formación de incrustaciones se lleva a cabo confiriéndole al agua un carácter ligeramente incrustante para formar una película aislante sobre las paredes para protegerlas de la corrosión, pero limitando el fenómeno a fin de evitar una obstrucción de los tubos y la alteración de la presión y funcionamiento de la red de agua potable.<sup>7</sup>

## **1.2 PROBLEMAS GENERADOS POR LAS INCRUSTACIONES PRESENTES EN LAS TUBERÍAS DE PRODUCCIÓN**

Entre los problemas que pueden ocasionar las incrustaciones en el sistema de producción encontramos:

- Bloqueo del flujo normal del fluido cuando se forma una capa gruesa de precipitación de minerales sobre las tuberías de producción.
- Deterioro o recubrimiento de los equipos del sistema, como las válvulas o mandriles, en otros casos puede llegar a ocasionar un daño mayor cuya única solución sea el cambio de tuberías o equipos.
- Aumento de costo, ya que la solución para arreglar los problemas generados por las incrustaciones, a las industrias cuestan millones de dólares por año en términos de producción.

## **1.3 ORIGEN DE LAS INCRUSTACIONES**

El agua es el solvente universal el cual al interactuar con los minerales que están presentes en las formaciones se precipitan saturando el sistema de extracción y producción del yacimiento. De acuerdo con Martí<sup>8</sup> la precipitación de los iones se presenta cuando se perturba el estado normal del agua, esta se desequilibra haciendo que el límite de solubilidad de los componentes se sobrepase. La solubilidad es dependiente de la temperatura y la presión, cuando la primera variable aumenta la otra disminuye; se aumenta la solubilidad de los minerales presentes en el agua y como consecuencia de esto se forman las incrustaciones.

---

<sup>7</sup> DE SOUSA, Cristina; CORREIA, Angelina y COLMENARES, María Cristina. Corrosión e incrustaciones en los sistemas de distribución de agua potable: Revisión de las estrategias de control. En: Boletín de Malariología y Salud Ambiental, Bol Mal Salud Amb v.50 n.2 Maracay dic. 2010

<sup>8</sup> MARTÍ, Fernando Burriel. Química analítica cualitativa. Editorial Paraninfo, 2002, p. 286

1.3.1 Mezclas incompatibles. Según Snoeyink y Jenkins<sup>9</sup> existen diferentes clases de agua, que en su composición son incompatibles entre sí, por lo tanto, al mezclarse se puede presentar un desequilibrio, lo que ocasiona que se comience a precipitar los iones de cada una. La incompatibilidad entre aguas puede darse de tres formas:

La primera, cuando se mezcla agua de mar (rica en Calcio  $\text{Ca}^+$ ) y agua de formación proveniente de los pozos (rica en Calcio  $\text{Ca}^+$  y Bario  $\text{Ba}^{2+}$ ), estos dos iones son los que más se incrusta. La segunda cuando el agua dulce, aunque no presenta gran cantidad de Calcio  $\text{Ca}^+$  puede llegar a incrustar si se mezcla con el agua de formación debido a que presenta diferentes composiciones y la tercera cuando el agua de formación que sale directamente de los pozos se mezcla con agua de inyección, esto conlleva al rompimiento del equilibrio que tiene cada una, haciendo que sus iones se precipiten por la diferencia de solubilidades.

La mezcla de estos fluidos en la matriz cercana a la cara del pozo generalmente produce nuevos fluidos con concentraciones combinadas de iones que superan los límites de solubilidad de los sulfatos. La mezcla de aguas incompatibles tiene lugar en las tuberías de producción, lo cual producen incrustaciones, que se pueden eliminar tanto química como mecánica.<sup>10</sup>

1.3.2 Auto sedimentación. Cuando existen cambios en la temperatura y presión que experimenta el agua de formación se presentan cambios en el límite de solubilidad de los iones generando incrustaciones.

1.3.3 Incrustaciones inducidas por la evaporación. La producción de gas de hidrocarburos y la salmuera de formación generan incrustaciones las cuales aparecen cuando la presión disminuye en las tuberías de producción, el volumen de gas se expande y por lo tanto la salmuera comienza a evaporarse, esto produce iones disueltos los cuales superan la solubilidad del mineral presente en el agua.

## 1.4 FACTORES QUE INFLUYEN EN LA APARICIÓN DE LAS INCRUSTACIONES

Existen factores físicos que influyen en la aparición de incrustaciones en la mayoría de los casos estos no se pueden controlar, por lo tanto, es importante conocer el tratamiento que se debe efectuar para poder reducir los problemas generados por las incrustaciones.

De acuerdo con lo anterior es necesario abordar un concepto muy importante y es el de solubilidad, de acuerdo con Chang<sup>11</sup> la solubilidad es la cantidad máxima de

---

<sup>9</sup> SNOEYINK, V y JENKINS, D. Química del agua. Ed. Limusa, México, pp. 13-26. 2004

<sup>10</sup> CRABTREE, op. cit, p. 36

<sup>11</sup> CHANG, R. Química. McGraw Hill. México, 2010, p.531

soluto que es capaz de disolverse en una determinada cantidad de un disolvente a una temperatura determinada.

1.4.1 Iones. La composición del agua (ya sea agua de formación, agua de inyección, agua de mar o agua dulce), pueden presentar baja solubilidad, lo que permite que los iones puedan precipitarse fácilmente formando compuestos, esto se debe por cambios leves o agresivos físicos en el sistema. En la tabla 1 se muestran los iones más comunes que están presentes en el agua.

**Tabla 1.** Iones presentes en el agua de formación

Iones catiónicos		Iones aniónicos	
Bario	Ba <sup>2+</sup>	Cloruro	Cl <sup>-</sup>
Calcio	Ca <sup>2+</sup>	Bicarbonato	HCO <sup>3-</sup>
Potasio	K <sup>+</sup>	Sulfato	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>
Sodio	Na <sup>+</sup>	Acetato	C <sub>2</sub> H <sub>3</sub> O <sub>2</sub> <sup>-</sup>
Aluminio	Al <sup>3+</sup>		
Hierro	Fe <sup>2+</sup>		
Magnesio	Mg <sup>2+</sup>		
Estroncio	Sr <sup>2+</sup>		

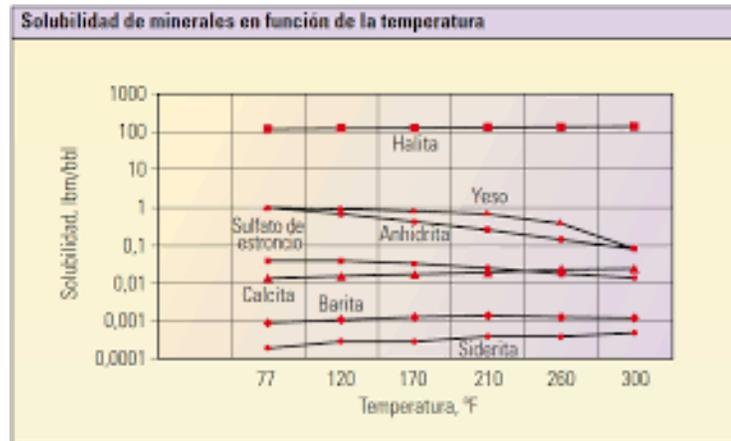
**Fuente:** elaboración propia

1.4.2 Temperatura. Esta variable afecta directamente la solubilidad de los iones ya que al aumentar o disminuir la temperatura la solubilidad de estos cambia; en la figura 2 se muestra la relación existente entre la temperatura y la solubilidad de los iones. Teniendo en cuenta lo anterior y según Riaño<sup>12</sup> Al aumentar la temperatura la solubilidad aumenta para muchas sustancias; sin embargo, hay excepciones, por lo tanto, la mejor manera de determinar la relación es por experimentación.

---

<sup>12</sup> RIAÑO, N. Fundamentos de Química Analítica Básica—Análisis Cuantitativo, Editorial Universidad de Caldas, 2007. Consultado on-line, junio de 2018, p. 27.

**Figura 2.** Solubilidad vs Temperatura



**Fuente:** CRABTREE, Mike, *et al.* La lucha contra las incrustaciones – Remoción y prevención. Otoño 1999. Texas Estados Unidos {en línea} Disponible en:  
[https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/spanish99/aut99/p30\\_49.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish99/aut99/p30_49.pdf)

De acuerdo con la figura 2 solo el yeso, la anhidrita y el sulfato de Bario presentan una disminución en su solubilidad al aumentar la temperatura para el resto de los minerales aumenta su solubilidad. En la tabla 2 se presentan los valores de solubilidad de cada incrustación

**Tabla 2.** Solubilidad de cada una de las incrustaciones

Incrustación	Solubilidad (mg/l)
Sulfato de calcio	2080
Sulfato de Estroncio	129
Carbonato de Calcio	53
Sulfato de Bario	2,3

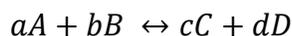
**Fuente:** elaboración propia

1.4.3 Presión. Cuando existe una caída de presión disminuye la solubilidad del carbonato de calcio  $\text{CaCO}_3$ , y, por tanto, incrementara la relación de saturación de este

1.4.4 pH. El pH del agua de formación es un factor que favorece la aparición de incrustaciones. Según Maximino Lorenzo Vallejo<sup>13</sup> hay una diferencia importante en la química acuosa de las incrustaciones de sulfatos e incrustaciones de carbonatos/sulfuros. Mientras los sulfuros son más o menos independientes del pH hay una fuerte dependencia del pH en la solubilidad de los carbonatos/ sulfuros.

## 1.5 EQUILIBRIO QUÍMICO

El equilibrio químico se da cuando la velocidad de reacción a la que se forman los productos a partir de reactivos es igual a la velocidad a la que se forman reactivos a partir de productos<sup>14</sup>, como se observa en la siguiente reacción donde A, B, C y D son compuestos químicos y a, b, c y d son los coeficientes estequiométricos de la ecuación químicamente balanceada:



La constante de equilibrio es la expresión de equilibrio de la reacción la cual es el valor numérico que se obtiene al sustituir presiones parciales o concentraciones molares en la expresión de la constante de equilibrio<sup>15</sup>; esta se expresa en la ecuación 1, donde la concentración de los productos está en relación con la concentración de los reactivos cada uno elevado a sus correspondientes coeficientes estequiométricos los cuales equilibran la reacción.

### Ecuación 1. Constante de equilibrio

$$K_e = \frac{[C]^c [D]^d}{[A]^a [B]^b}$$

Cuando la constante de equilibrio es mayor a 1 la reacción se da hacia los productos, caso contrario, cuando la constante de equilibrio es menor a 1 la reacción se da a favor de los reactivos.<sup>16</sup>

1.5.1 Efecto de la temperatura sobre la constante de equilibrio. El principio de Le Châtelier es un principio que permite predecir los efectos de un sistema en equilibrio cuando es perturbado por el cambio de la temperatura, modificación de la presión o cambio en las concentraciones de alguno de los componentes, el sistema desplazará su posición de equilibrio de modo que se contrarreste el efecto de la perturbación.<sup>17</sup>

---

<sup>13</sup> LORENZO, op. Cit, p. 26.

<sup>14</sup> CHANG, op. Cit, p 562

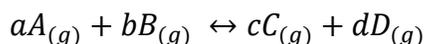
<sup>15</sup> BURSTEN, LeMay Brown. Química la ciencia central Novena Edición Pearson, p.580

<sup>16</sup> CHANG, op.Cit, p. 554..

<sup>17</sup> BURSTEN LeMay Brown. Química la ciencia central Novena Edición Pearson, p.594

Según a lo anterior cuando la temperatura aumenta se afecta las reacciones químicas en el sentido de aumentar su velocidad; el equilibrio químico se desplazará en el sentido de la reacción que absorba calor y viceversa<sup>18</sup>. Es decir, cuando se aplica más calor a una reacción exotérmica se presenta un aumento de temperatura que perturba los productos de la reacción y por lo tanto para evitar la perturbación las moléculas de producto reaccionan para dar moléculas de reactivos y el punto de equilibrio se desplaza hacia la parte de reactivos. Según Maximino Lorenzo Vallejo la constante de equilibrio de una reacción exotérmica disminuye cuando se eleva la temperatura. La constante de equilibrio de una reacción endotérmica aumenta al incrementar la temperatura.<sup>19</sup>

1.5.2 Efecto de la presión sobre la constante de equilibrio. Las reacciones que se encuentran en estado sólido o líquido al tener un cambio de presión no tiene un efecto sobre el punto de equilibrio de la reacción. Pero cuando la reacción se encuentra en estado gaseoso el punto de equilibrio se ve afectado por la presión.



La ecuación 2 muestra cómo se calcula la constante de equilibrio de los componentes en fase gaseosa. Esta se calcula dividiendo las presiones parciales de los productos sobre los reactivos, teniendo en cuenta que cada uno está elevado a sus correspondientes coeficientes estequiométricos los cuales permiten que la reacción este balanceada

**Ecuación 2.** Constante de equilibrio en relación de la presión de cada uno de los componentes en fase gaseosa

$$Kp = \frac{[P_C]^c [P_D]^d}{[P_A]^a [P_B]^b}$$

De acuerdo con el principio de Le Châtelier el aumento de presión ocasiona un cambio de equilibrio que tendera a contrarrestar el efecto del incremento de presión<sup>20</sup>; es decir en el caso siguiente cuando se tiene la siguiente reacción como a continuación se presenta:



<sup>18</sup> LORENZO, op. Cit, p.9

<sup>19</sup> LORENZO, op. Cit, .p.9

<sup>20</sup> LORENZO, op.Cit, p. 10.

Al presentarse un aumento de presión se desplazará el equilibrio de la reacción hacia el número de moles más pequeño y se formaran mayor cantidad de producto en este caso C, en caso contrario si la presión se disminuye se favorece la formación de los reactivos A y B.

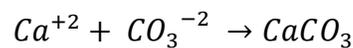
La concentración de líquidos y sólidos puros será 1 en la expresión en equilibrio (Kp). Esto es igual a cuando se calcula Ke; puede utilizarse Kp en aquellas reacciones que incluyen sólidos y líquidos puros ya que estos no se incluyen en la expresión de equilibrio.<sup>21</sup>

1.5.3 Efecto de la concentración sobre la constante de equilibrio. La constante de equilibrio se obtendrá para todas las diferentes concentraciones iniciales a diferente temperatura.<sup>22</sup>

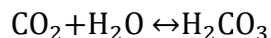
## 1.6 TIPOS DE INCRUSTACIONES

Como se mencionó anteriormente la presencia de iones y la precipitación de estos hacen que se vayan formando compuestos que posteriormente se van depositando en la superficie de las tuberías formando las incrustaciones. Entre los compuestos que comúnmente se forman se encuentran:

1.6.1 Carbonato de Calcio (CaCO<sub>3</sub>). Es una de las incrustaciones más frecuentes en los yacimientos, esta se le conoce también como calcita. La aparición de estas incrustaciones se presenta con el aumento de la temperatura, es muy común encontrarlas en zonas donde hay altas temperaturas. El carbonato de calcio se da cuando hay una reacción entre los iones de calcio y carbonato o bicarbonato como se observa a continuación.



Cuando se da la disolución de los minerales de las rocas carbonatadas estas interactúan con el agua de formación al fondo del pozo el cual perturba el equilibrio del sistema. Para el caso de la calcita al momento de perforar el dióxido de carbono que está en estado gaseoso presente al interior del pozo se difunde en el agua:

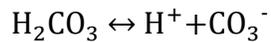


Esta difusión del dióxido de carbono en el agua se da por la presión parcial del dióxido de carbono en fase gaseosa en contacto con el agua de formación, esto hace que se forme ácido carbónico, el cual se ioniza de la siguiente manera:

---

<sup>21</sup>Cálculo de la constante de equilibrio Kp usando presiones parciales es.khanacademy.org/science/chemistry/chemical-equilibrium/equilibrium-constant/a/calculating-equilibrium-constant-kp-using-partial-pressures

<sup>22</sup> LORENZO, op.Cit, p. 11.



Al tener presencia de  $\text{CO}_2$  en el pozo aumenta la solubilidad del carbonato de calcio en el agua, lo que forma ácido carbónico que se disocia haciendo que la solubilidad del carbonato aumente; por lo tanto, es más fácil que se precipite, esto tiene un efecto en el pH del agua, el cual disminuye en la siguiente reacción se muestra la formación del carbonato de calcio.



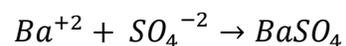
En la Figura 3 se observa la presencia de incrustaciones de carbonato de calcio al interior de la tubería, los cuales son cristales de gran tamaño que con el tiempo se van aglomerando hasta el punto de reducir el espacio al interior de las tuberías obstruyendo el paso del fluido.

**Figura 3.** Presencia de Carbonato de Calcio al interior de las tuberías.



**Fuente:** inhibidores de escala Aqua Phoenix Solutions | Navi Mumbai, Maharashtra. Disponible en: <https://www.iagua.es/blogs/luis-martin-martinez/mitos-y-timos-agua-descalcificadores>

1.6.2 Sulfato de Bario ( $\text{BaSO}_4$ ). Esta es una de las incrustaciones más difíciles de prevenir ya que es una de la más insoluble por lo que son resistentes tanto a tratamientos químicos como mecánicos. Esta reacción se da entre el ion Bario y el ion Sulfato como se observa en la siguiente reacción.



Estas incrustaciones pueden presentarse a temperatura ambiente por lo que son comunes en los yacimientos. En la figura 4 se puede observar la formación de sulfato de Bario también conocido como Barita.

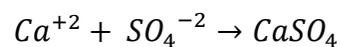
**Figura 4.** Formación de Barita



**Fuente:** MARTÍNEZ, Luis Martín Mitos y timos del agua: Descalcificadores. Disponible en: <https://www.iagua.es/blogs/luis-martin-martinez/mitos-y-timos-agua-descalcificadores>

1.6.3 Sulfato de Calcio ( $\text{CaSO}_4$ ). Son cristales más pequeños que los del carbonato de Calcio. La solubilidad de estas incrustaciones aumenta cuando se presenta un incremento de la temperatura, disminución de la presión y aumento del pH. Ver figura 5.

Esta incrustación se presenta cuando los iones de Calcio y el sulfato reaccionan formando sulfato de calcio ( $\text{CaSO}_4$ ).



**Figura 5.** Sulfato de Calcio en tubería



**Fuente:** aguas duras – Incrustaciones y formación de sarro. Disponible en: <http://panachlor.com/?p=20>

## 1.7 FORMACIÓN DE LAS INCRUSTACIONES

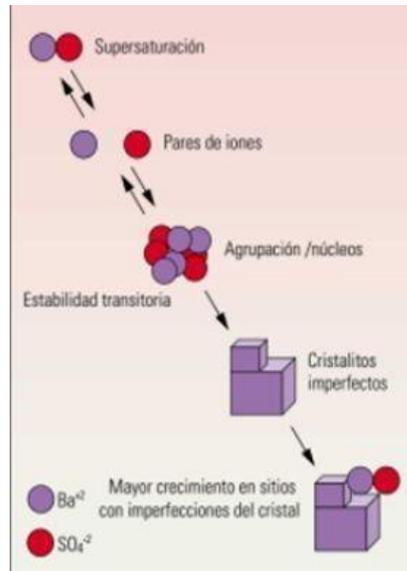
Existen dos vías por las cuales los iones comienzan a unirse para formar las incrustaciones, estas son: por nucleación homogénea o por nucleación heterogénea. A continuación, se describirá cada una de estas.

1.7.1 Nucleación homogénea. Cuando un fluido se satura, los iones se desestabilizan, lo que ocasiona que diferentes iones se agrupen hasta que se forme cristales imperfectos, a esto se le denomina nucleación homogénea, esto se observa en la figura 6, donde a medida que se van formando cristales llegan iones que se van agrupando en los sitios donde la superficie es imperfecta. La energía necesaria para que el cristal crezca proviene de la reducción de la energía libre de la superficie del cristal que disminuye a medida que aumenta el radio, una vez superado un cierto radio crítico.<sup>23</sup>

---

<sup>23</sup> CRABTREE, op.cit, p. 32

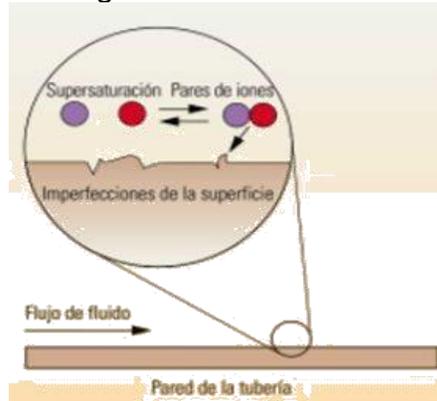
**Figura 6.** Nucleación Homogénea



**Fuente:** CRABTREE, Mike, et al. La lucha contra las incrustaciones – Remoción y prevención. Otoño 1999. Texas Estados Unidos. Disponible en: [https://www.slb.com/~/media/Files/resources/oilfield\\_review/spanish99/aut99/p30\\_49.pdf](https://www.slb.com/~/media/Files/resources/oilfield_review/spanish99/aut99/p30_49.pdf)

1.7.2 Nucleación heterogénea. La nucleación heterogénea se da en la superficie de las tuberías de producción que tienen contacto con el fluido.

**Figura 7.** Nucleación Heterogénea



**Fuente:** CRABTREE, Mike, et al. La lucha contra las incrustaciones – Remoción y prevención. Otoño 1999. Texas Estados Unidos. Disponible en: [https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/spanish99/aut99/p30\\_49.pdf](https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish99/aut99/p30_49.pdf)

En la figura 7 se observa como la acumulación de incrustaciones ocurre cuando la presión de fluencia coincide con la presión del punto de burbujeo. La comprensión de los fenómenos de nucleación permite el desarrollo de productos inhibidores de incrustación que están diseñados para atacar la nucleación y los procesos de formación de incrustaciones.<sup>24</sup>

## 1.8 CONTROL DE INCRUSTACIONES

Existen dos tipos de métodos para poder controlar las incrustaciones, uno por medio de tratamiento químico y otro por tratamiento no químico.

1.8.1 Tratamiento químico. Este tratamiento sirve para prevenir, reducir y/o retardar las incrustaciones que se forman en las tuberías, ya que, por medio de uso de inhibidores que son productos químicos aplicados con una dosificación adecuada, son buenos contrarrestando los depósitos de minerales. Existen dos tipos de inhibidores tanto orgánicos e inorgánicos.

---

<sup>24</sup> CRABTREE, op.cit, p. 33

- Inhibidores Orgánicos. Estos inhibidores son utilizados con frecuencia en la industria ya que no presentan problemas de reversibilidad, es decir, estos al mezclarse con las incrustaciones no forman compuestos nuevos. Por lo general, este tipo de inhibidores se inyectan de forma continua por medio de bombas en la superficie o en los pozos inyectoros. Existen tres tipos de inhibidores más comunes, los ésteres orgánicos, los fosfatos orgánicos y los polímeros orgánicos.
- Ésteres. Los ésteres se forman a partir de la unión de ácidos con alcoholes. Los ésteres más comunes utilizados en la industria son los amino fosfatos ésteres y el alcohol fosfato ésteres.

### Ventajas

- Son solubles en aceite, por lo tanto, pueden ser mezclados con inhibidores de corrosión
- Sirven para inhibir las incrustaciones tanto de sulfato como carbonato, aunque son excelentes inhibiendo el sulfato de calcio ( $\text{CaSO}_4$ )

### Desventajas

- Tienden a formar emulsión cuando se mezcla con aceite.
- No se puede utilizar en sistemas de alta temperatura, ya que son estables a  $100^\circ\text{C}$ .
- Cuando se utilizan concentraciones altas en salmueras con alto contenido de calcio, este tiende a revertirse y por lo tanto ocasionar problemas.
- Fosfatos. Son inhibidores buenos en la inhibición el carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ). Los más utilizados son los ATMP (Amino Trimetileno Ácido Fosfónico), HEDP (1- Hidroxietilideno -1, ácido 1-Difosfónico), EDTMP (etilen diamina tetra), HMDTMP (Hexametildiamintetra), DETPMP (Dietilentriamina penta), BHMTMPMP (Hexametileno Triamina Penta).

### Ventajas

- Son Estables a altas temperaturas.
- Su solubilidad en otros compuestos es mejor.
- A diferencia de los ésteres son solubles a altas concentraciones en salmueras con alto contenido de calcio, por lo que no se revierten.

- No forman emulsiones.

### Desventajas

- Para que se inhiban las incrustaciones se necesita una alta concentración de este.
- Pueden formar trifosfato de calcio  $\text{Ca}(\text{PO}_4)_3$ , el cual no tiene propiedades de inhibición lo que puede llegar a ocasionar problemas, si el pozo se somete a una sobreexposición de este inhibidor.
- Polímeros. Son compuestos de cadenas largas. Comúnmente se utilizan los poliacrilatos, poli metacrilato, poliacrilamida y polimeleato los cuales sirven para inhibir el carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ), sulfato de bario ( $\text{BaSO}_4$ ), sulfato de calcio ( $\text{CaSO}_4$ ) y sulfato de estroncio.

### Ventajas

- Son excelentes inhibidores a bajas concentraciones.
- Se pueden utilizar a altas temperaturas.
- Son altamente compatibles con salmueras de alta concentración de calcio y aceites.
- Ácidos poli orgánicos. Este inhibidor está basado en la molécula de ácido etilendiamina tetra acético (EDTA) la cual actúa por medio del método de quelación, el secuestrante se mezcla con un átomo de calcio y forman un compuesto que es altamente soluble lo que permite que el sulfato y el carbonato no se precipiten para formar incrustaciones. A pesar de que se necesiten grandes cantidades de este ácido se utiliza muchas veces para remover depósitos de sulfato de calcio ( $\text{CaSO}_4$ ).
- Inhibidores inorgánicos. Son inhibidores que pueden tener una alta y baja solubilidad en el agua lo que es una ventaja al momento de querer controlar una inhibición, pero tienen un elevado costo.
- Polifosfatos simples. Son sólidos inorgánicos no cristalinos que por lo general contienen sales de sodio y sales de potasio. Existen tres tipos de polifosfatos simples.
  - Hexametafosfato de sodio o potasio
  - Triposlifosfato de sodio o potasio
  - Tetrapirofosfato de sodio o potasio

La desventaja de utilizar este inhibidor es que puede presentar reversión es decir que el fosfato pierda efectividad como inhibidor a medida que pasa el tiempo

### Ventajas

- Son sustancias solubles en agua y en salmueras
- Este inhibidor se puede utilizar de tipo sólido o se puede disolver en agua, para utilizarlo de forma líquida.

### Desventajas

- En ocasiones presenta reversión, es decir, se hidroliza el fosfato formando ortofosfatos los cuales al reaccionar con el calcio forma fosfato de calcio que es insoluble.
- Con el tiempo va perdiendo la capacidad de inhibición.
- Se pueden ver afectados por variables como el pH que al disminuir puede ocasionar que su reversión sea más rápida y por lo tanto pueden llegar a precipitar.

## **1.9 PREDICCIÓN DE INCRUSTACIONES**

Para la determinación de la predicción de las incrustaciones es necesario determinar los índices de estabilidad de agua, los cuales pueden ser calculados por medio de aplicaciones. Para esto es necesario el análisis físico – químico del agua: estos índices también permiten clasificar el agua. Existen tres tipos de clasificación:

- *Aguas corrosivas:* es agua que presentan propiedades corrosivas, es decir que el metal tiende a hacer desgastado por una acción electroquímica que genera daños en su superficie.
- *Aguas agresivas:* son aguas que al tener presentes  $\text{CO}_2$  este puede llegar a disolver la cal.
- *Aguas incrustantes:* es agua que al pasar por tuberías suele tener iones que pueden disolverse según su solubilidad y cambios en factores físicos, pueden causar precipitaciones generando carbonato de calcio, sulfuro de Bario, entre otros compuestos ocasionando incrustaciones.

Los índices permiten determinar la tendencia con que el carbonato de calcio puede depositarse, para esto se evalúa el equilibrio del agua en relación con su carácter incrustante o corrosivo. Cada uno de los índices se determinan por medio de

fórmulas que se tomaron de la Fundación Centro canario del Agua<sup>25</sup>; a continuación, se muestra cada uno de los índices.

1.9.1 Índice de Langelier. El índice de Langelier también llamado índice de saturación permite determinar la tendencia de precipitación del carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ) y así saber si el agua de formación está saturado, sobresaturado, o infra saturado.

Para la determinación del índice de Langelier (LSI), es necesario determinar la temperatura en el que se encuentra el agua, para así poder calcular el equilibrio del agua con respecto a su carácter incrustante o corrosivo. El índice de Saturación se calcula por medio de la Ecuación 3 la cual es la diferencia del pH de saturación (pHs) y el pH del agua.

**Ecuación 3. Índice de Langelier**

$$LSI = pH - pHs$$

Si el  $LSI < 0$ , el agua tiene tendencia a ser corrosiva

Si el  $LSI = 0$ , el agua se encuentra en equilibrio químico

Si el  $LSI > 0$ , el agua tiene tendencia a ser incrustante

Para calcular el pHs (pH de saturación) es necesario tener encuentra la temperatura

**Ecuación 4. Calculo del pH de saturación**

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

Donde,

$$A = \frac{1}{10} (\log(\text{solidos totales disueltos}) - 1)$$

$$B = -13.12 \log[T (^{\circ}C) + 273.15] + 34.55$$

$$C = \log \left[ ca \left( \frac{mgCaCO_3}{L} \right) \right]$$

$$D = \log[\text{alcalinidad total} \left( \frac{mgCaCo3}{L} \right)]$$

1.9.2 Índice de Oddo y Thomson. Oddo y M. Thomson fueron investigadores de la Ryce University, en 1982 estudiaron el índice de Stiff y Davis. Con la misma

---

<sup>25</sup> GONZALÉZ. E; PARRA M. y HERNÁNDEZ M, Calculo De los índices de Langelier (Simplificado), LSI (SM2330), Ryznar, Puckorius, Larson – Skold, Dureza y Alcalinidad. Fundación Centro Canario del Agua.

información de Stiff y Davis desarrollaron un IS (índice de saturación) que en lo posible siga a Stiff-Davis en el rango en que sea posible calcular ambos

- a) Stiff y Davis no pueden calcularse por encima de 194°F (98°C)
- b) Todos los índices requieren conocer el pH del agua lo cual no es sencillo debido a que se presenta a altas presiones y temperaturas. El efecto del CO<sub>2</sub> es significativo para el pH del agua debido a la presión parcial de este, lo que hace que se aumente.

El índice de Oddo y Thompson para CaCO<sub>3</sub> es un algoritmo que evita “medir” el pH en cualquier condición no ambiente. Con la misma información de Stiff y Davis desarrollaron un Is (índice de saturación) que, cuando sea posible siga a Stiff-Davis en el rango en que sea posible calcular ambos.<sup>26</sup>

Mediante Oddo-Thomson el Is puede calcularse entre 32 y 392°F y entre 14,7 y 20014,7 psia

- Un Is positivo indica una solución capaz de precipitar CaCO<sub>3</sub>.
- Un Is con valor 0 es una solución en equilibrio.
- Un Is negativo indica una solución que puede disolver CaCO<sub>3</sub>

1.9.3 Índice de Ryznar. Este es un índice que permite determinar la tendencia de precipitación del carbonato de calcio (CaCO<sub>3</sub>). Este índice es semi- empírico, por lo tanto, no es muy confiable al momento de determinar la tendencia del agua. Para determinar este índice, como se observa en la figura 5, se debe realizar la diferencia entre dos veces el pH de saturación y el pH del agua ya que Ryznar reveló que las aguas de baja y alta dureza tiene el índice de incrustación de Langelier casi iguales.

#### **Ecuación 5. Índice de Saturación de Ryznar**

$$RSI = 2(pH_s) - pH$$

Si, RSI > 9, levemente corrosiva el agua

7.5 < RSI < 9, corrosiva

7 < RSI < 7.5, altamente corrosiva

6 < RSI < 7, el agua puede ser corrosiva o incrustante

5 < RSI < 6, levemente incrustante

RSI < 5, altamente incrustante

Al igual que el índice de Langelier el pH<sub>s</sub>, ver ecuación 6:

---

<sup>26</sup> ESTUDIOS Y SERVICIOS PETROLEROS S: R: L., Incrustaciones en aguas coproducidas: Carbonato de calcio, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, p. 6-7

**Ecuación 6.** Calculo del pH de saturación

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

Donde,

$$A = \frac{1}{10} (\log(\text{solidos totales disueltos}) - 1)$$

$$B = -13.12 \log[T (^{\circ}C) + 273.15] + 34.55$$

$$C = \log \left[ ca \left( \frac{mgCaCO_3}{L} \right) \right]$$

$$D = \log[\text{alcalinidad total} \left( \frac{mgCaCO_3}{L} \right)]$$

1.9.4 Índice de Puckorius. Este índice también llamado (Practical Scaling Index) en vez de utilizar el pH del agua utiliza el pH del sistema en equilibrio como se observa en la ecuación 7.

**Ecuación 7.** Índice de Saturación de Puckorius

$$PSI = 2(pH_s)LSI - pH_{eq}$$

Para calcular el pH del sistema en equilibrio ( $pH_{eq}$ ), se debe utilizar la ecuación 8

**Ecuación 8.** Calculo del pH del sistema en equilibrio

$$pH_{eq} = 1.465 * \log [\text{Alcalinidad}] + 4.55$$

De acuerdo con el valor del índice de Puckorius (PSI) se determina la tendencia

Si,  $PSI > 6.5$ , tiende a que el agua corroa

$4.5 < PSI < 6.5$ , Es un rango donde el agua ni incrusta

$1.5 < PSI$ , el agua tiende a incrustar

1.9.5. Índice de Larson – Skold (Lal). Es útil para aguas equilibradas y también las depuradas en especial las aguas frías ( $<20^{\circ}C$ ). Con aguas con alcalinidad muy baja (por ejemplo, aguas desaladas) o alcalinidad muy alta (aguas subterráneas afectadas de invasión marina, como por ejemplo las aguas de Tenerife) no funciona

bien. Larson considera los cloruros, los sulfatos y alcalinidad total, para calcular este índice utiliza la ecuación 9:<sup>27</sup>

**Ecuación 9. Índice de Larson – Skold**

$$Lal = \frac{([Cl^-] + [SO_4]^{=})}{([HCO_3^-] + [CO_3]^{=})}$$

De acuerdo con el valor obtenido se puede determinar la tendencia del agua

Si,  $Lal < 0.8$ , no tiende a corroer

$1.2 < Lal < 0.8$ , Tiende a corroer

$1.2 > Lal$ , altamente corrosiva

Entendiendo cada uno de los aspectos que se relacionan con las incrustaciones se dará a continuación solución al problema de incrustación en las tuberías de la plataforma petrolera.

---

<sup>27</sup> PANCORBO, Francisco J. Índices de estabilidad del agua: Índices de Langelier (IS), Ryznar (IR), Puckorius (PSI) y Larson – Skold (IRL), jueves, 19 de mayo de 2011

## **2. CARACTERIZACIÓN DEL AGUA DE FORMACIÓN DE LA PLATAFORMA**

Para la evaluación del inhibidor de incrustación que prevenga el taponamiento de las líneas de producción de la plataforma se realizó el análisis del agua de formación que se encuentra en dicha plataforma. Esto con el fin de obtener los datos necesarios en la selección del inhibidor como lo son: la concentración de cada uno de los iones presentes, la temperatura y el pH.

Cuando se realiza la separación del agua de formación del crudo a nivel de laboratorio, se debe a que en ocasiones el agua está emulsionada, según Velásquez y Pereira<sup>28</sup>, la formación de estas emulsiones es un problema que puede surgir durante la recuperación, tratamiento, transporte y refinación de petróleo. Las emulsiones se producen cuando el petróleo y agua de producción se ponen en contacto debido al alto cizallamiento o cuando se inyectan mezclas de vapor de agua en el pozo o en las instalaciones de superficie; las emulsiones más comunes que se encuentran en el petróleo son agua en crudo (W / O). Las cuales están fuertemente estabilizadas por surfactantes naturales presentes en el mismo que impiden la coalescencia de las gotas mediante la formación de una película viscoelástica alrededor de la gota de agua, por lo tanto, se debe utilizar demulsificantes y un baño maría para calentar dejando así por un tiempo que el crudo y el agua se separe para la realización del análisis del agua de formación. Por otra parte, cuando el agua no se encuentra emulsionada puede utilizarse el agua libre.

### **2.1 MÉTODOS UTILIZADOS PARA LA DETERMINACIÓN DE LA CANTIDAD DE IONES PRESENTES EN EL AGUA DE FORMACIÓN DE LA PLATAFORMA**

Para el análisis del agua de formación se utilizó diferentes métodos teniendo como guía el libro Estándares Normalizados de análisis de aguas potables y residuales<sup>29</sup>. Se determinó la caracterización del agua de formación que en este caso es de interés ya que se determina que cantidades de minerales hay en dicha agua. A continuación, se explica cada uno de los métodos que se utilizan para el análisis que se lleva a cabo en laboratorio.

2.1.1 Procedimiento espectrofotometría por absorción atómica. En este método se determinó los iones sodio, potasio, magnesio, calcio, bario y estroncio; Esta técnica se basa en la medición de absorción de una sustancia el cual se puede realizar por medio de diferentes instrumentos que tiene un haz o doble haz de luz. Esta técnica

---

<sup>28</sup> VELAZQUEZ, Ingrid y PEREIRA, Juan. Revista Ingeniería UC 46, Vol. 21, No. 3, Diciembre 2014, P. 45-54

<sup>29</sup> APPA, AWWA, WPCF. Estándares normalizados de análisis de aguas potables y residuales. Ediciones Diaz de Santos. Madrid. 1992.

se basa en la absorción de energía radiante (generalmente en las regiones ultravioletas y visible) por átomos neutros en estado gaseoso.<sup>30</sup>

En este método se dirige un rayo de luz a través de una llama a un monocromador, el cual es un dispositivo óptico que sirve para medir la composición de la luz según su distribución de longitudes de onda (distribución espectral) ya sean electromagnéticas o no a partir de una fuente emisora que produzca una amplia gama de longitudes de onda y sobre un detector que mide la cantidad de luz absorbida por el elemento atomizado en la llama<sup>31</sup> debe utilizarse las lámparas correspondientes para determinar cada ion de acuerdo con su longitud de onda. La cantidad de energía absorbida en la llama a una longitud de onda característica es proporcional a la concentración del elemento en la muestra<sup>32</sup>. Los gases que se utilizaron para el análisis fue aire y acetileno.

**Figura 8.** Espectrofotómetro de Absorción Atómica Perkin-Elmer mod. 3110.



**Fuente:** elaboración propia

El equipo utilizado en este método fue el Espectrofotómetro de Absorción Atómica utilizado para el análisis del agua de formación Perkin-Elmer mod. 3110 como se muestra en la figura 8.

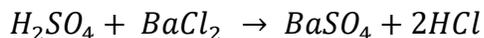
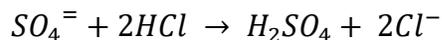
---

<sup>30</sup> APHA, AWWA y WPCF. Estándares normalizados de análisis de aguas potables y residuales. Madrid: Editorial Díaz de Santos, S.A., 1992., p.6

<sup>31</sup> *Ibíd*, P.21

<sup>32</sup> *Ibíd*, P.32

2.1.2 Método turbidímetro. Este método es necesario para determinar la cantidad de sulfato presente en el agua. Lo que se busca es que el ion sulfato ( $SO_4^{2-}$ ) se precipite por la presencia de un ácido; en este caso se utilizó ácido acético y cloruro de Bario ( $BaCl_2$ ) que reacciona produciendo sulfato de Bario ( $BaSO_4$ ); este se presenta en cristales de tamaño uniforme. A continuación, se muestra la reacción que se produce para determinar la cantidad de sulfato:



Para la realización de este método, se tomó 100 ml de la muestra que en este caso es el agua de formación. Se le agrego 20 ml de una solución tampón (30 g de cloruro de Magnesio Hexahidratado,  $MgCl_2 \cdot 6H_2O$ , 5 g de acetato de sodio,  $CH_3COONa \cdot 3H_2O$ , 1 g de nitrato potásico,  $KNO_3$ , y 20 ml de ácido acético,  $CH_3COOH$ , en 500 ml de agua destilada aforando hasta 1000 ml); se agito y agrego cloruro de Bario,  $BaCl_2$ ; por último, se colocó en la celda del turbidímetro y se hizo la medición correspondiente de sulfato.

Para la determinación de la concentración de sulfato presente en el agua de formación de la plataforma, se realizó la curva de calibración obtenida a partir de la solución tampón utilizando diferentes patrones de  $SO_4^{2-}$  tras medir la turbiedad en el turbidímetro HANNA HI 93073 mostrado en la figura 9, al obtener el valor de la concentración del sulfato, se utilizó la ecuación 10 para los cálculos correspondientes:

**Ecuación 10.** Calculo de miligramos de sulfato

$$mg SO_4^{2-} = \frac{mg SO_4^{2-} * 1.000}{ml muestra}$$

*mg  $SO_4^{2-}$ : mg obtenido a partir del cálculo correspondiente de la curva de calibración.*

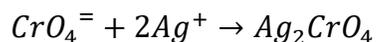
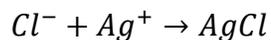
*ml muestra: ml de muestra que se agregó en la celda para la medición en el turbidímetro.*

**Figura 9.** Turbidímetro HANNA HI 93073



**Fuente:** elaboración propia

2.1.3 Método Argentométrico. El principio de este método se trata de “una solución neutra o ligeramente alcalina, el cromato de potásico puede indicar el punto final de la titulación de cloruros”<sup>33</sup> por lo que los cloruros reaccionan con el nitrato de plata formando un precipitado blanco de cloruro de plata para la detección del punto final es necesario utilizar cromato de potasio que da un precipitado rojo anaranjado de cromato de plata que aparece cuando la precipitación del cloruro de plata se ha completado, como se observa en la siguiente reacción.



<sup>33</sup> APHA, AWWA y WPCF. op.cit, p.

Para la realización del método argentométrico, se utilizó una muestra de 100 ml y se añadió 1 ml de H<sub>2</sub>O<sub>2</sub> y se agito. Luego se tituló la muestra, para esto fue necesario ajustar el pH de la muestra entre 7 y 10 utilizando Hidróxido de Sodio NaOH; luego se añadió 1 ml de la solución indicadora el cual fue el cromato de potasio K<sub>2</sub>CrO<sub>4</sub> y se tituló con nitrato de plata AgNO<sub>3</sub> hasta el punto final amarillo. Para este método se determina la concentración de cloruro presente en el agua por medio de la ecuación 11 que se observa a continuación:

**Ecuación 11.** Determinación de la concentración de cloruro

$$\text{mg } \frac{\text{Cl}^-}{\text{l}} = \frac{(A - B) * N * 35.450}{\text{ml muestra}}$$

Donde,

*A= ml Valoración para la muestra*

*B= ml valoración para el blanco*

*N = Normalidad de AgNO<sub>3</sub> (0.0141N)*

2.1.4 Método de Titulación o dureza de calcio. Por medio de este método se determinó la cantidad de bicarbonato, para la realización de la titulación se necesita de un reactivo estándar el cual se conoce la concentración.

Se utilizó una muestra de 5 ml, se diluyo un poco con agua destilada, y se adiciono una solución de Hidróxido de sodio (NaOH 1N, 1000 ml) e indicador el cual es murexida; se tituló lentamente con EDTA (en intervalos de 3 a 5 segundos por gota) hasta viraje del indicador (rosado - violeta).

Para la determinación de la cantidad de bicarbonato se debe tener en cuenta la ecuación 12:

**Ecuación 12.** Determinación de alcalinidad en agua

$$\text{mg CaCO}_3 = \frac{A * B * 1.000}{\text{ml de muestra}}$$

*A= ml de titulación para la muestra*

*B= mg CaCO<sub>3</sub> equivalente a 1 ml de titulante EDTA*

## 2.2 RESULTADOS ANÁLISIS DEL AGUA DE FORMACIÓN

De acuerdo con los métodos descritos anteriormente se determinó la cantidad de cada uno de los iones que están presentes en el agua de formación, en la tabla 3 se muestran los resultados obtenidos. Se realizó la caracterización solo una vez ya que al ser muestras que se están analizando se pueden ver afectadas por factores que la pueden contaminar y cambiar sus propiedades.

**Tabla 3.** Composición del agua de formación

<i>Análisis</i>	<i>Unidad</i>	<i>Método utilizado</i>	<i>Resultado</i>	
			<i>Compatibilidad (muestra 1)</i>	<i>Eficiencia (muestra 2)</i>
<b>Sodio</b>	mg / L	Método Espectométrico de absorción atómica	21500	42174
<b>Potasio</b>	mg / L	Método Espectométrico de absorción atómica	132	248
<b>Magnesio</b>	mg / L	Método Espectométrico de absorción atómica	302	313
<b>Calcio</b>	mg / L	Método Espectométrico de absorción atómica	1335	886
<b>Bario</b>	mg / L	Método Espectométrico de absorción atómica	163	228
<b>Estroncio</b>	mg / L	Método Espectométrico de absorción atómica	162	231
<b>Cloruro</b>	mg / L	Método Argentométrico	38597	67343
<b>Sulfato</b>	mg / L	Método Turbidímetro	100	100
<b>Bicarbonato</b>	mg / L	Método de Titulación	371	974

**Fuente:** elaboración propia

De acuerdo con cada método se obtuvieron los iones presentes en el agua con su respectiva cantidad expresada en mg/L.

## 2.3 DIAGRAMA DE STIFF

El diagrama de Stiff es una gráfica compuesta por tres ejes horizontales cada uno de ellos uniendo un catión y un anión. Del lado izquierdo del diagrama se colocaron los cationes y los aniones al costado derecho. Siempre el  $\text{Na}^+$  se confronta con el  $\text{Cl}^-$ , el  $\text{Ca}^{+2}$  con el  $\text{HCO}_3^-$  y el  $\text{Mg}^{+2}$  con el  $\text{SO}_4^{-2}$  (a veces también se pueden mostrar otros dos iones, como el  $\text{Fe}^{+2}$  contra el  $\text{NO}_3^-$ ); las concentraciones están dadas en meq/l.<sup>34</sup> Este diagrama permite determinar el tipo de agua de cada sitio que se desee conocer y comparar de manera preliminar.

<sup>34</sup> AGUAYSIG. Los diagramas más usados para la interpretación de análisis hidro químicos, 10 enero 2011.

De Acuerdo con la composición del agua de formación obtenida con anterioridad a partir del análisis químico desarrollado a la muestra de agua de formación en el laboratorio, se realizó un diagrama de Stiff donde se puede observar en la figura 10 que el agua presente en la plataforma es agua de mar.

Para hallar los miliequivalentes (meq)se utilizó la ecuación 13.

**Ecuación 13.** Conversión de mg/L a meq/L

$$\frac{\text{meq}}{\text{L}} = \text{mg/L} * \frac{1\text{mmol}}{\text{Peso atomico(mg)}} * \frac{\text{Número de valencia(meq)}}{1\text{mmol}}$$

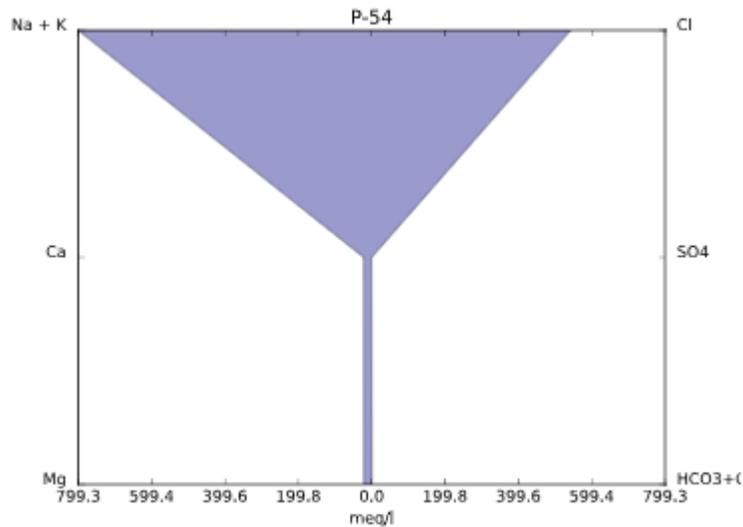
Al realizar los cálculos correspondientes de mg/L a meq/L como se observa en el anexo A y utilizando la ecuación 13 de cada uno de los iones presentes en el agua de formación, se obtuvieron los siguientes datos mostrados en la tabla 4.

**Tabla 4.** Composición del agua de formación en miliequivalente por litro (meq/L).

<i><b>Análisis</b></i>	<i><b>Unidad</b></i>	<i><b>Valor</b></i>
<b>Sodio</b>	meq / L	1835,24
<b>Potasio</b>	meq / L	6,34
<b>Magnesio</b>	meq / L	25,76
<b>Calcio</b>	meq / L	44,22
<b>Bario</b>	meq / L	3,2
<b>Estroncio</b>	meq / L	5,27
<b>Cloruro</b>	meq / L	1899,66
<b>Sulfato</b>	meq / L	2,08
<b>Bicarbonato</b>	meq / L	15,96

**Fuente:** elaboración propia

**Figura 10.** Diagrama de Stiff de la plataforma petrolera



**Stiff-P-54**

**Fuente:** herramienta HatariChem

Por lo tanto al conocer que el agua presente en la plataforma es agua de mar en el análisis del agua de formación se obtuvo que los iones que están en mayor proporción es el cloro ( $\text{Cl}^-$ ) y el sodio ( $\text{Na}^+$ ), ya que en las aguas tanto residuales, naturales y de formación el cloruro de sodio ( $\text{NaCl}$ ) es uno de los compuestos que se encuentran en mayor proporción, el cloruro puede estar presente a concentraciones altas por el paso del agua de mar.<sup>35</sup>; sin embargo estos dos iones no se precipitan tan fácilmente porque la solubilidad de estos son los valores más altos por lo tanto no reaccionan con otros iones que puedan formar incrustaciones. Por otro lado, los iones de bicarbonato ( $\text{HCO}_3^-$ ) y sulfato ( $\text{SO}_4^{2-}$ ) son los que tienen una alta solubilidad por lo que suelen precipitarse y formar compuestos con el carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ), sulfato de Bario ( $\text{BaSO}_4$ ); estos son los que más se presentan en las tuberías de las líneas de producción. Por último, los iones como el magnesio, potasio y estroncio son iones que están presentes en el agua de formación, pero estos se presentan en pequeñas cantidades y no se precipitan con facilidad.

<sup>35</sup> PPA, AWWA, WPCF. Estándares normalizados de análisis de aguas potables y residuales. Ediciones Diaz de Santos. Madrid. 1992, p. 4-76

## 2.4 COMPORTAMIENTO DEL EFECTO DEL AGUA DE FORMACIÓN POR MEDIO DEL CÁLCULO DE LOS DIFERENTES ÍNDICES DE SATURACIÓN

Para poder determinar con precisión el efecto que tiene el agua de formación en las líneas de producción se calculó los diferentes índices de saturación que se definieron anteriormente para predecir si es incrustante, corrosiva o no presenta ningún efecto en el equilibrio del agua de formación, los cálculos de cada uno de los índices se muestran en el Anexo B, a continuación, en la tabla 5 se expresa el resultado de cada uno de los índices.

**Tabla 5.** Índices de incrustación

Índice	Rango	Valor	Diagnostico
Índice de Langelier	LSI < 0, el agua tiene tendencia a ser corrosiva LSI = 0, el agua se encuentra en equilibrio químico LSI > 0, el agua tiene tendencia a ser incrustante	<b>LSI = 8,84</b>	Agua con tendencia a ser incrustante
Índice de Ryznar	RSI > 9, levemente corrosiva el agua 7.5 < RSI < 9, corrosiva 7 < RSI < 7.5, altamente corrosiva 6 < RSI < 7, el agua puede ser corrosiva o incrustante 5 < RSI < 6, levemente incrustante RSI < 5, altamente incrustante	<b>RSI = -10,25</b>	Agua Altamente incrustante
Índice de Puckorius	PSI > 6.5, tiende a que el agua corroa 4.5 < PSI < 6.5, es un rango donde el agua incrusta 4.5 < PSI , el agua tiende a incrustar	<b>PSI = -12,48</b>	Agua con tendencia a ser incrustante
Índice de Larson – Skold	Lal < 0.8, no tiende a corroer 1.2 < Lal < 0.8, Tiende a corroer 1.2 > Lal, altamente corrosiva	<b>Lal = 118,92</b>	Altamente Corrosivo

**Fuente:** elaboración propia

Como se observa en la tabla 5 se calcularon cada uno de los índices de incrustación; de acuerdo con cada uno de los rangos, los valores que se obtuvieron de cada uno de estos dieron como resultado en todos los casos que el agua es incrustantes. Se caracterizó el agua de formación utilizando diferentes métodos para poder determinar que iones están presentes en el agua de formación de la plataforma petrolera y la cantidad respectiva de cada uno para así realizar el diagrama de stiff para saber con certeza qué tipo de agua se estaba tratando que en este caso dio como resultado agua de mar y con esto se determinó los valores de diferentes índices de incrustación para saber si el agua formaría incrustaciones o por el contrario corrosión en las tuberías por donde pasa.

Como se puede observar en el índice de Larson – Skold el agua es también corrosiva, ya que todas las aguas son corrosivas en cierto grado. La tendencia corrosiva del agua dependerá de sus características químicas y físicas. También, es importante la naturaleza del material con el cual el agua entra en contacto. Los inhibidores añadidos al agua pueden proteger un material particular y ser perjudicial para otros. Las interacciones químicas y físicas entre los materiales de la tubería y el agua pueden causar corrosión.<sup>36</sup>

---

<sup>36</sup> DE SOUSA, op. Cit.

### **3. SELECCIÓN DE INHIBIDORES ACORDE A LA CARACTERIZACIÓN DEL AGUA**

Para la selección del inhibidor de incrustación se suministraron al programa Scalesoftpritzte SSP 2017 los datos obtenidos en la etapa de caracterización del agua de formación. Esto permitió determinar la tendencia que tiene cada uno de los compuestos que se generan por la reacción de los iones. Después, se realizó una prueba de compatibilidad con 6 tipos de inhibidores para determinar cuáles no presentan precipitación o formación de cristales y por último una prueba de eficiencia; con los resultados obtenidos se determinó cuál de los inhibidores es más efectivo al prevenir la formación de incrustaciones.

#### **3.1 CARACTERÍSTICA DEL SOFTWARE SSP 2017**

Por medio del software SSP 2017 se determinó la tendencia de incrustación presente en la plataforma para diferentes minerales de acuerdo con los iones y la cantidad que hay de cada uno de estos teniendo en cuenta el pH, la temperatura y presión, ya que son variables que influyen en la formación de incrustaciones. Para esto es necesario conocer la composición del agua obtenida en el análisis.

La modelación de equilibrio químico se realizó utilizando un programa de cómputo que utiliza el modelo de interacción iónica o también llamado teoría de electrólitos de Pitzer (1979; 1987), en los que se emplean coeficientes que toman en cuenta las interacciones entre los componentes individuales de la solución; calculando el efecto de la temperatura, presión y composición sobre los coeficientes de actividad de los iones.

Determina el nivel de saturación de los iones presentes en la salmuera a condiciones de presión y temperatura específicas basado en la composición electrolítica de la salmuera. Según el resultado de índice de saturación se concluye la tendencia a precipitación de las diferentes sales, de esta forma:

Si  $IS < 0$  No existe tendencia a la precipitación

Si  $IS = 0$  El sistema se encuentra en equilibrio

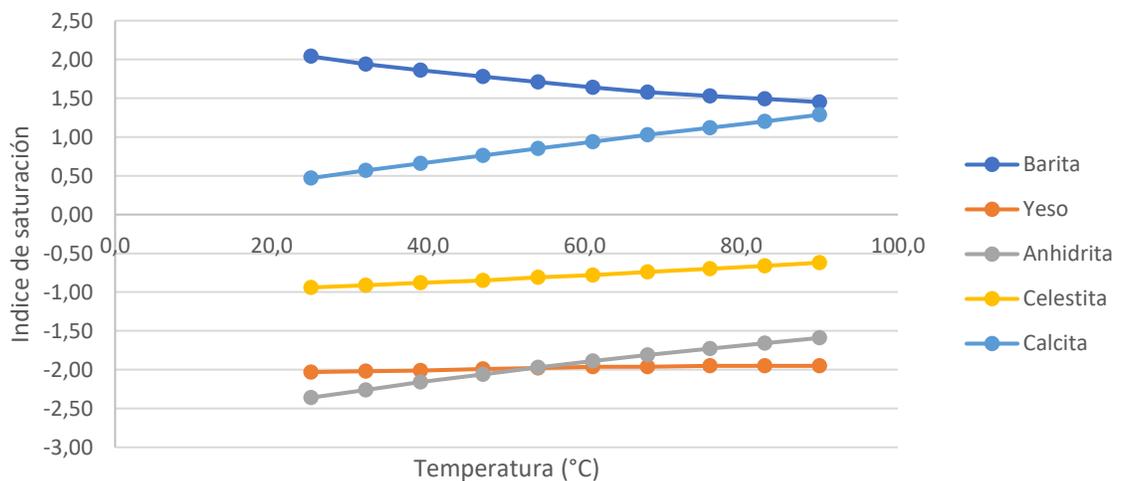
Si  $IS > 0$  Existe tendencia a la precipitación

Para conocer el comportamiento de la solubilidad de las incrustaciones en el agua de producción se debe tener en cuenta la constante de producto de solubilidad de cada uno de los minerales en el sistema de producción (calcita, barita, halita, hemidrita, anhidrita, yeso, celestita y siderita) y los factores que facilitan la precipitación de cada una de las incrustaciones, entre los cuales se tienen: la composición del agua de formación, las condiciones iniciales de temperatura y presión como se muestra en la tabla 3. En el anexo C se presenta el funcionamiento paso a paso del programa SSP 2017.

3.1.1 Tendencia de las incrustaciones con respecto a la Temperatura. En la figura 2 se muestra la relación existente entre la formación de incrustaciones y la temperatura de acuerdo con esto se evidencia como el índice de saturación se ve afectado por la solubilidad de cada compuesto. Esto debido a que las sustancias tienen un límite de disolución el cual es la capacidad de disolverse en un líquido, cuando este se sobrepasa se suele saturar la sustancia.

Al observarse un aumento de la temperatura según Maximino Lorenzo Vallejo<sup>37</sup> se afecta las reacciones químicas en el sentido de aumentar su velocidad; por lo tanto, se comienza a formar el carbonato de calcio. Debido a esto cuando el índice de saturación es positivo indica precipitación, por otro lado, si el índice es 0, indica que el agua está en equilibrio por lo que no hay ninguna alteración en el sistema, por el contrario, un nivel de saturación menor a cero no presenta precipitación, pero esto indica que el agua de formación podría causar problemas de corrosión en las líneas de producción.

**Grafica 1.** Tendencia de las incrustaciones con respecto a la temperatura



**Fuente:** elaboración propia

De acuerdo con el comportamiento general de las incrustaciones de carbonato de calcio esta presenta una tendencia inversa con respecto a las demás incrustaciones ya que al aumentar la temperatura su solubilidad disminuye, por lo tanto, causan incrustaciones a altas temperaturas. En este caso como se observa en la gráfica 1 la tendencia del software se evidencia como la solubilidad de la calcita (carbonato de calcio,  $\text{CaCO}_3$ ) tiene este comportamiento, por lo tanto, el índice de saturación aumenta levemente lo que indica que se genera precipitación.

<sup>37</sup> LORENZO, op. Cit, p 47

Por otro lado, la solubilidad de la Barita (sulfato de bario,  $\text{BaSO}_4$ ) tiende a disminuir con más facilidad cuando la temperatura se encuentra en el rango de  $25^\circ\text{C}$  a  $100^\circ\text{C}$ , por lo que se presenta formación de incrustación a bajas temperaturas, en este caso esta es la incrustación que más se presenta en la plataforma esto permite observar como la temperatura tiene una correlación inversa con el índice de saturación. La solubilidad del sulfato y Bario a pesar de aumentar con respecto a las altas temperaturas pueden ser inclusive insolubles.

El sulfato de calcio por lo general se encuentra en forma de yeso (Sulfato de Calcio di hidratado,  $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ), ya que es estable a  $100^\circ\text{C}$ , por lo que se observa en la gráfica como al estar entre una temperatura de  $25^\circ\text{C}$  y  $90^\circ\text{C}$  tiene una tendencia constante con respecto al índice de saturación y no presenta precipitación. Cuando la temperatura suele sobrepasar los  $100^\circ\text{C}$  se forma La Anhidrita (sulfato de calcio,  $\text{CaSO}_4$ ) la cual a altas temperaturas es menos soluble por lo que se suele precipitar, en este caso se observa como a diferencia del yeso presenta un cambio leve en el índice de saturación por lo que a medida que se aproxima a los  $90^\circ\text{C}$  esta se vuelve menos soluble y presenta un leve crecimiento. Es importante tener en cuenta que entre los  $80^\circ\text{C}$  y  $121^\circ\text{C}$  pueden formarse cualquiera de los tipos de sulfato de calcio (yeso, anhidrita).

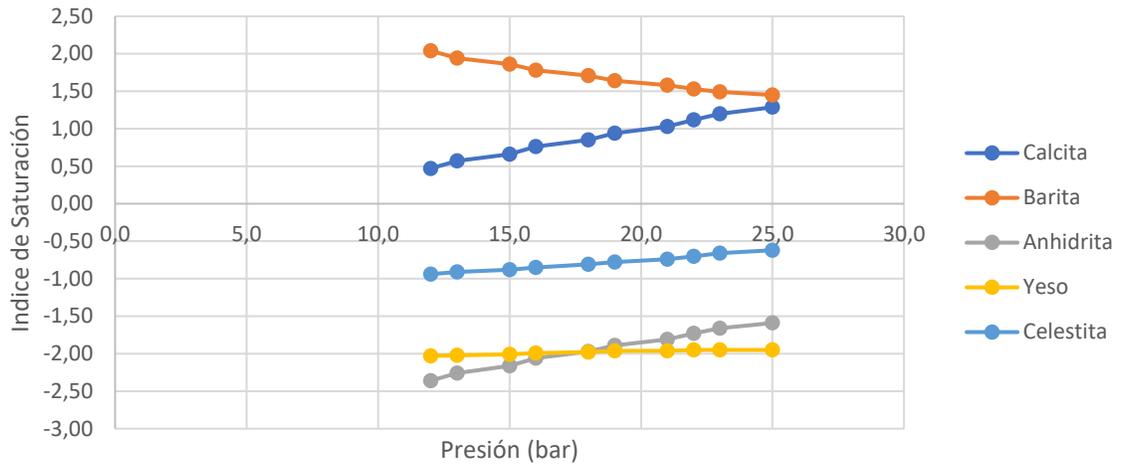
otra incrustación es la Celestita (Sulfato de Estroncio,  $\text{SrSO}_4$ ), según Maximino Lorenzo Vallejo su solubilidad por lo general aumenta hasta una temperatura de  $40^\circ\text{C}$ , a partir de ahí, cuando esta tiende a aumentar la solubilidad disminuye<sup>38</sup>. Como se observa en el grafico a medida que la temperatura llega a  $90^\circ\text{C}$  esta suele presentar un índice de incrustación mayor por lo que se evidencio que su solubilidad disminuye, pero no suele precipitarse.

3.1.2 Tendencia de las incrustaciones con respecto a la Presión. Cuando se presenta una leve caída de presión se presenta la formación de incrustación; en la gráfica 2 se observa el comportamiento de cada una de las incrustaciones cuando la presión va de 25 bar a 12 bar.

---

<sup>38</sup> LORENZO, op. Cit p.47

**Grafica 2.** Tendencia de las incrustaciones respecto a la presión



**Fuente:** elaboración propia

Por lo general al disminuir la presión la solubilidad de los compuestos tiende a reducirse por lo que se precipitan. Cuando la calcita (carbonato de calcio,  $\text{CaCO}_3$ ) presenta una reducción continua de la presión se liberan gases disueltos como el dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) que tiende a perturbar el equilibrio del bicarbonato por lo que tiene como efecto la disminución de la solubilidad y por lo tanto la precipitación del carbonato de calcio. En este caso se observa como el índice de incrustación es positivo lo que representa la presencia de esta precipitación en la plataforma.

Por otro lado, la Barita (Sulfato de Bario,  $\text{BaSO}_4$ ) presenta una solubilidad tan baja que cuando se combinan los iones de bario y sulfato se precipita casi inmediatamente, cuando la presión disminuye tiende a formarse el sulfato de bario, este comportamiento se observa en la gráfica 2 debido a la disminución de la presión el índice de incrustación va aumentando lo que indica que hay precipitación de barita.

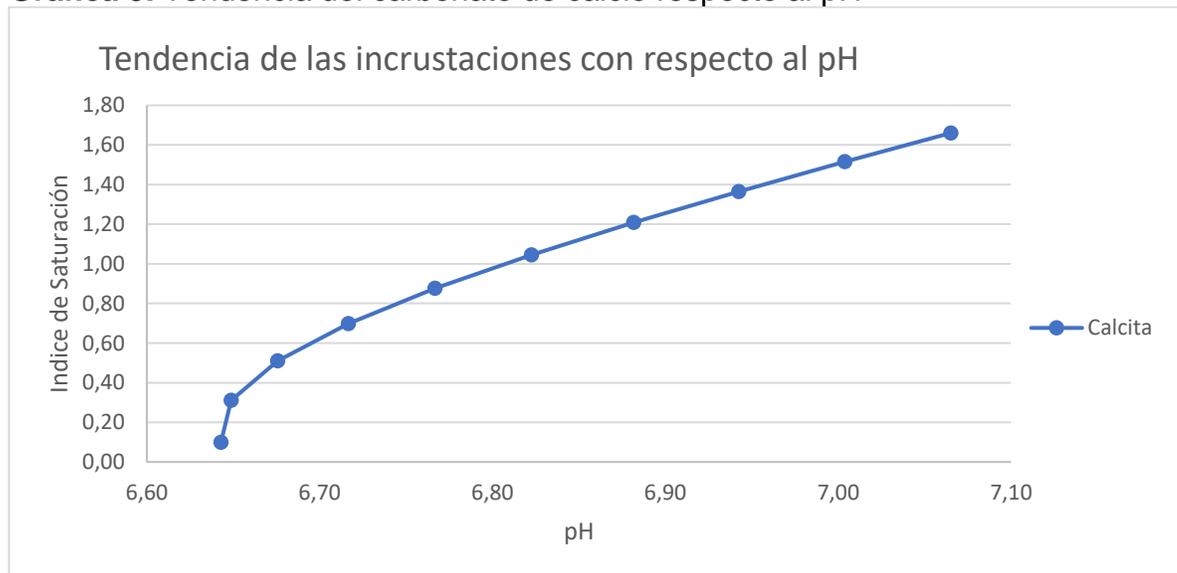
Otra de las incrustaciones que suelen presentarse en las tuberías es la Anhidrita (sulfato de calcio,  $\text{CaSO}_4$ ) y el yeso ( $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ ), cuando la solubilidad del sulfato de calcio en el agua se incrementa con la presión. La caída de presión puede ser una de las principales causas de desequilibrio químico para formar la incrustación de  $\text{CaSO}_4$ <sup>39</sup>, ya que como se observa en la gráfica 2 a medida que se reduce la presión se disminuye la solubilidad, por lo tanto, el índice de incrustación también se disminuye lo que indica que no hay precipitación.

<sup>39</sup> HERNÁNDEZ CASTRO, Henry Fernando y MEJÍA GÁMEZ, Christian José. Evaluación de la depositación de incrustaciones en sistemas de bombeo electro sumergible del campo Cantagallo, Bucaramanga, 2009, p. 30

Por lo general a medida que aumenta la presión aumenta la solubilidad de la Celestita (Sulfato de Estroncio,  $\text{SrSO}_4$ ), esto se da como efecto de la reducción del tamaño de la partícula del sulfato, por lo tanto, se observa como a medida que disminuye la presión se disminuye el índice de saturación esto se da por que la solubilidad del  $\text{SrSO}_4$  incrementa.

3.1.3 Tendencia de las incrustaciones con respecto al pH. En la gráfica 3 se presenta la tendencia del carbonato de calcio la cual es la incrustación que presenta cambios con el pH.

**Gráfica 3.** Tendencia del carbonato de calcio respecto al pH



**Fuente:** elaboración propia

Cuando el bicarbonato está presente en la composición del agua la probabilidad de formación de carbonato de calcio es más probable si se tiene pH alcalinos. El intervalo óptimo de pH es 6,8 - 7,2 y el cual corresponde a una alcalinidad bicarbonatada. La cantidad de dióxido de carbono presente en el agua afecta el pH y la solubilidad del carbonato de calcio. A más bajo pH, es menos probable que la precipitación ocurra; lo contrario, más alto pH es más probable que esta ocurra.<sup>40</sup>

Como se observa en la gráfica 3 el pH aumenta por lo que el índice de incrustación es cada vez mayor por lo tanto hay una precipitación leve de carbonato de calcio. Esto se debe a la relación entre el pH y el dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ) presente en el sistema de producción de crudo al mezclarse con el agua de formación genera un aumento de pH fomentando la formación carbonato de calcio.<sup>41</sup>

<sup>40</sup> HERNANDEZ op.Cit, p. 29

<sup>41</sup> DE SOUSA, op.Cit,

De acuerdo con esto el carbonato de calcio es la incrustación que presenta un mayor cambio de solubilidad con respecto a los demás compuestos cuando el pH aumenta; el pH es un factor que tiene poco o ningún efecto sobre la solubilidad de sulfatos ya que estos iones no contienen bicarbonato el cual se ve afectado por el dióxido de carbono.

De acuerdo con la tendencia obtenida en el software SSP2017 se determinó que las incrustaciones suelen presentar en la línea de producción de la plataforma petrolera son la Calcita y la Barita, ya que las condiciones en las que se encuentra el agua de formación en la plataforma afectan la solubilidad de los iones por lo que se ve la presencia de estas incrustaciones.

La tendencia que presenta el carbonato de calcio se ve afectada por la temperatura, la presión y el pH, debido a que, al aumentar la temperatura se disminuye la presión y como consecuencia de esto se libera dióxido de carbono; el carbonato y calcio se precipita por lo que está presente en la línea de producción de la plataforma. Por otro lado, la barita que es la incrustación que tiene el índice de saturación más alto se da por las condiciones óptimas que presenta la plataforma para su formación ya que se encuentra entre el rango de temperatura donde la solubilidad es más baja y presenta caída de presión que es otro factor que ayuda a la formación de está.

### **3.2 INHIBIDORES PARA REALIZAR LAS PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD Y EFICIENCIA**

Se seleccionaron 6 inhibidores tres de tipo fosfato y el resto polimérico, de acuerdo con el programa Scalesoftpitzer las incrustaciones que se forman en las tuberías de la plataforma es carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ), y sulfato de bario ( $\text{BaSO}_4$ ), por lo tanto como se observa en el capítulo 1 el inhibidor tipo fosfato son inhibidores buenos en la inhibición el carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ), son estables a altas temperaturas, su solubilidad en otros compuestos es mejor y a diferencia de los esterres son solubles a altas concentraciones en salmueras con alto contenido de calcio por lo que no se revierten. Por otro lado, los inhibidores poliméricos son buenos inhibiendo tanto las incrustaciones de carbonato de calcio y sulfato de bario son excelentes inhibidores a bajas concentraciones se pueden utilizar a altas temperaturas y son altamente compatibles con salmueras de alta concentración de calcio y aceites.

Los inhibidores 1 y 6 son inhibidores con la misma composición, pero diferente proveedor por lo que se quiso observar el comportamiento de estos dos inhibidores al momento de inhibir incrustaciones. El tipo de inhibidores se muestran a continuación en la Tabla 6:

**Tabla 6.** Inhibidores utilizados en la prueba de compatibilidad

<b>INHIBIDOR</b>	<b>TIPO DE INHIBIDOR</b>	<b>COMPOSICIÓN</b>
1	Fosfatos	Acido [[ Fosfonometil) imino] bis [(ethilennitrilo) bis (metiln)]]
2	Fosfatos	Acido [[ (2 - hidroxietil) imino] bis (metilen)] bifosfonico sodio sal
3	Polimérico	Solución acuosa de ácidos fosfonicos
4	Polimérico	ácido poli carboxílico modificado (Inhibidor de Incrustación Poliméricas)
5	Polimérico	Solución acuosa de ácidos fosfonicos
6	Fosfatos	Acido [[ Fosfonometil) imino] bis [(ethilennitrilo) bis (metiln)]]

**Fuente:** elaboración propia

### **3.3 DETERMINACIÓN DE COMPATIBILIDAD DE LOS INHIBIDORES DE INCRUSTACIÓN CON LA COMPOSICIÓN DEL AGUA DE FORMACIÓN.**

La prueba de compatibilidad se realizó a nivel de laboratorio de acuerdo con la norma NACE TM0197<sup>42</sup> (anexo D). Para esta prueba, se seleccionaron 6 inhibidores de incrustación.

#### **• PROCEDIMIENTO PRUEBA DE COMPATIBILIDAD**

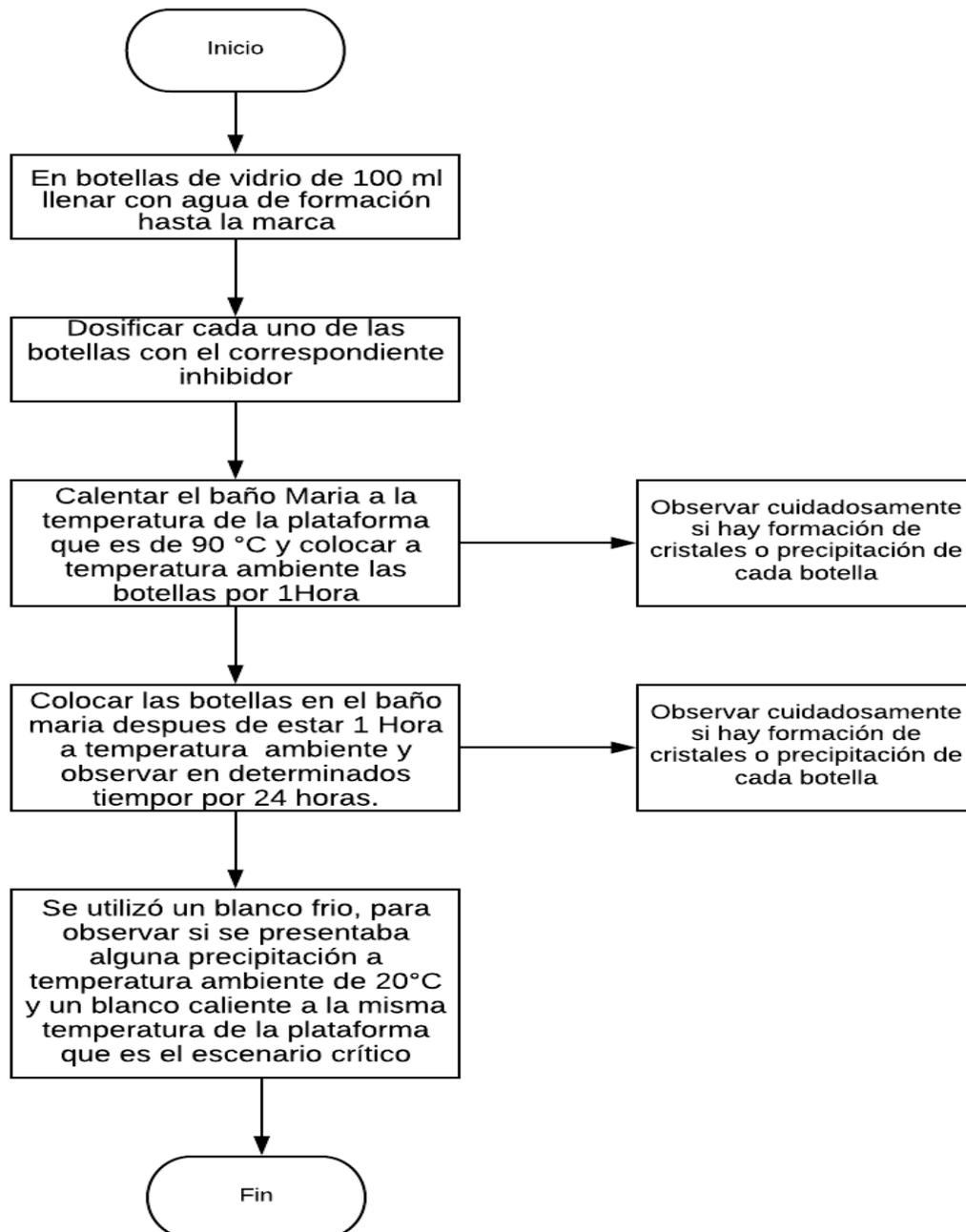
Esta prueba se realizó utilizando botellas de vidrio de 100 ml donde cada una se llenó y se dosificó el inhibidor en cada una de estas (se utilizó para cada inhibidor cuatro dosificaciones diferentes), estas botellas se colocaron a temperatura de la plataforma que es de 90 °C utilizando un baño María. Se utilizó un blanco frio para observar si se presentaba alguna precipitación a temperatura ambiente de 20°C y un blanco caliente a la misma temperatura de la plataforma que es el escenario crítico, ya que se toma como referencia para saber que tanto puede llegar a precipitarse los componentes del agua de formación en el caso de que estuviera a temperatura de la plataforma sin ningún tipo de tratamiento químico.

La prueba después de las 24 horas establecidas desde el momento que se dosificaron las botellas se observa cuáles fueron los más afines con la composición del agua de formación y las condiciones de la plataforma, la cual se encuentra a una temperatura de 90 ° C y un pH de 6.6 que son las variables que influyen en la formación de precipitación de iones en la línea de producción. Esta prueba se realiza por duplicado en 4 diferentes dosificaciones, en la figura 11 se observa el procedimiento en un diagrama de bloque y como se aprecia en la tabla 7 se presentan los resultados finales de la prueba.

<sup>42</sup> PETROBLOGGER.COM, blog sobre la industria del petróleo y gas natural normas nace – descripción y lista de standards, 14 enero, 2010.

- **DIAGRAMA DE BLOQUES PRUEBA COMPATIBILIDAD**

**Figura 11.** Diagrama de bloques prueba de compatibilidad



**Fuente:** elaboración propia

**Tabla 7.** Resultados obtenidos en la prueba de compatibilidad.

Inhibidor	Lectura							Resultado
	Ambiente 0H	1H	2H	6H	90 °C 12H	18H	20H	
1	Sin precipitación ni turbidez	Compatible						
2	Sin precipitación ni turbidez	Compatible						
3	Sin precipitación ni turbidez	Compatible						
4	Sin precipitación ni turbidez	Incompatible						
5	Sin precipitación ni turbidez	Compatible						
6	Sin precipitación ni turbidez	Compatible						

**Fuente:** elaboración propia

De acuerdo con lo obtenido en las pruebas de compatibilidad el inhibidor “4”, que es un ácido poli carboxílico modificado (Inhibidor de Incrustación Polimérico), es incompatible con el agua de formación como se observa en la figura 12 este presenta una leve precipitación en el fondo por lo que se descarta ya que en vez de prevenir las incrustaciones en las tuberías de las líneas de producción puede ocasionar obstrucción.

**Figura 12.** Visualización de compatibilidad de los inhibidores de acuerdo con el agua de formación



Fuente: elaboración propia

### **3.4 EVALUACIÓN DE LA EFICIENCIA DE LOS INHIBIDORES EN LA PREVENCIÓN DE LAS INCRUSTACIONES**

La prueba de eficiencia se realiza de acuerdo con la norma *NACE TM019*<sup>43</sup>. Después de haber determinado en la prueba de compatibilidad los inhibidores afines con la composición del agua de formación según el análisis realizado anteriormente. En esta prueba se calcula la eficiencia de cada inhibidor, es decir, el porcentaje de inhibición de incrustación que tiene cada producto para así determinar cuál(es) son los que mejor inhiben la formación de incrustaciones.

#### **• PROCEDIMIENTO**

Esta prueba se realiza en botellas de 100 ml de vidrio para poder visualizar a medida que pasaba el tiempo el comportamiento físico. Con el agua de formación se llena las botellas necesarias para la prueba hasta la marca de 100 y así dosificar cada inhibidor (en este caso se hacen tres dosificaciones diferentes para cada inhibidor), se colocan a temperatura de la plataforma dentro de un baño María y se hace lectura transcurridas las 24 horas después de la dosificación. Esta prueba se realiza por duplicado.

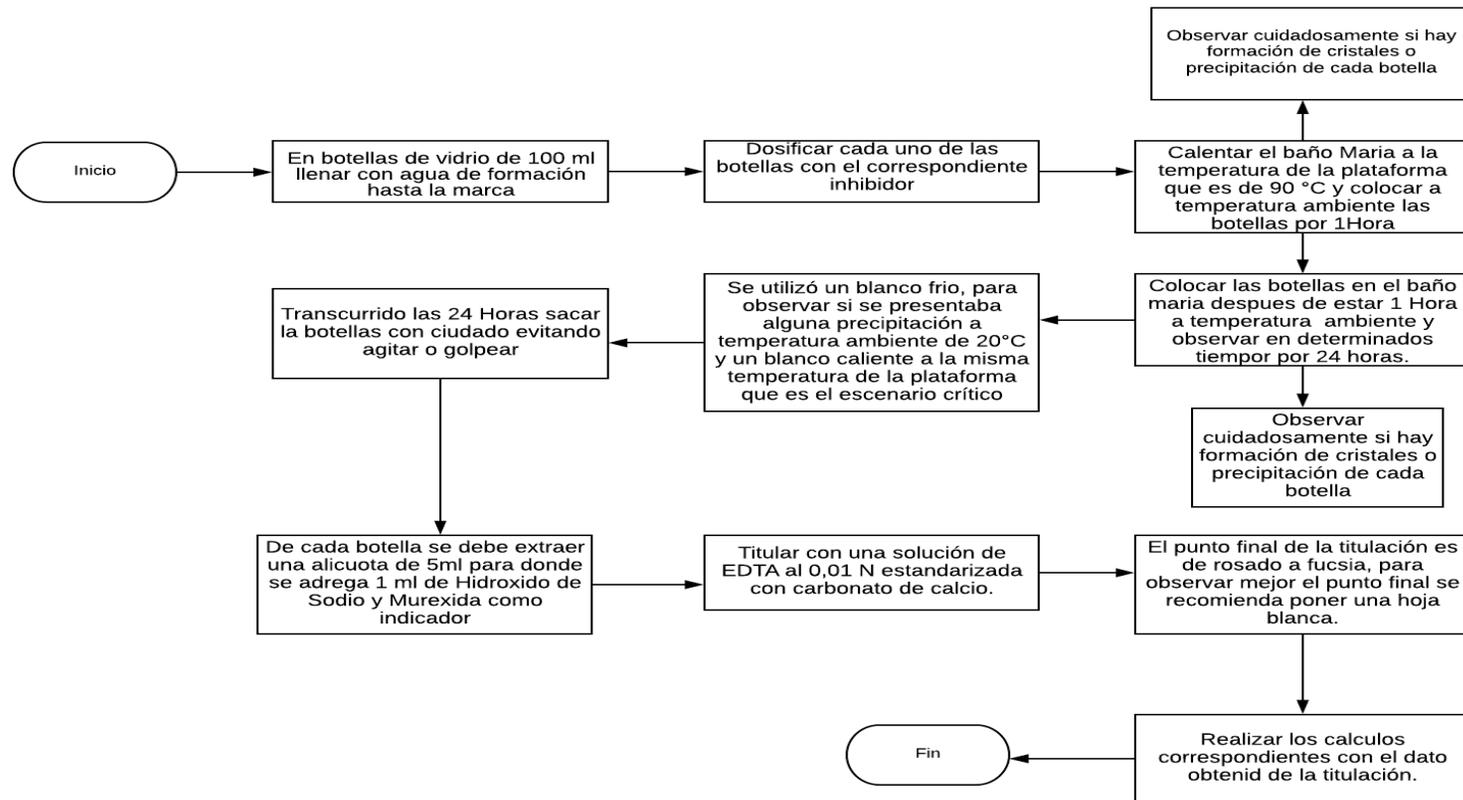
---

<sup>43</sup> PETROBLOGGER.COM, blog sobre la industria del petróleo y gas natural normas nace – descripción y lista de standards, op.cit

Trascurridas las 24 horas y evitando agitar o golpear cada botella se sacan del baño María para realizar la medición de la dureza de calcio por el método de titulación lo cual permite obtener el porcentaje de incrustación de cada uno de los inhibidores. Para esto fue necesario preparar una solución de EDTA al 0,01 N estandarizada con una solución de carbonato de calcio, esta es la solución volumétrica que se adiciona a la bureta para titular, la murexida es el indicador y una solución de Hidróxido de sodio (NaOH) al 0,1 M. Para preparar el analito se pipetea 5 ml de cada una de las botellas, que contenían el agua de formación con la dosificación correspondiente para cada una de estas. Se tituló hasta que el punto final tuvo un leve cambio de color de rosado a Lila como se observa a continuación en la figura 14, esto indica que ya se ha llegado al punto de equivalencia donde se mezcló cantidades iguales de disolución de reactivo y del agua de la plataforma.

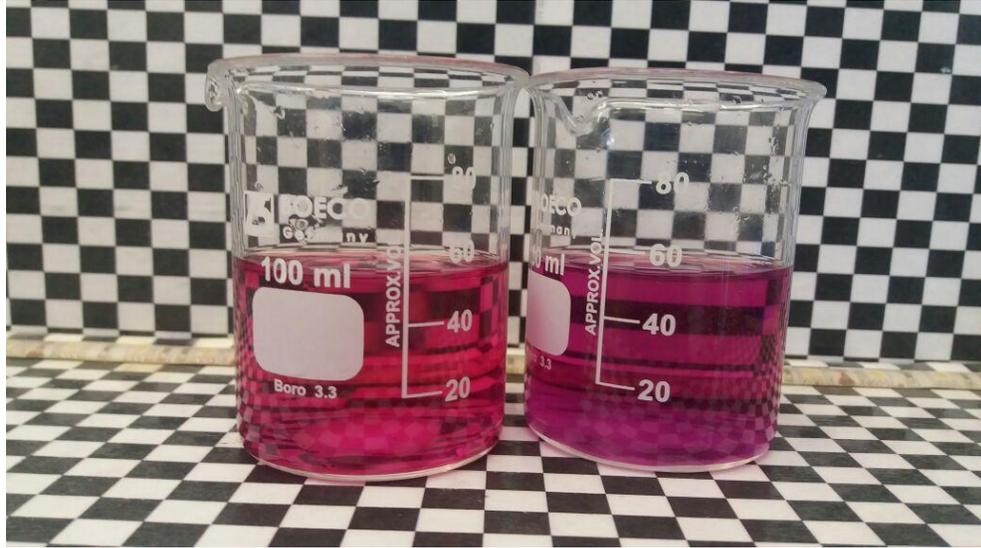
## DIAGRAMA DE BLOQUES DEL PROCEDIMIENTO DE LA DETERMINACIÓN DE EFICIENCIA DE INHIBICIÓN DE INCRUSTACIÓN

Figura 13. Diagrama de bloques para la determinación de eficiencia de inhibición de incrustación



Fuente: elaboración propia

**Figura 14.** Cambio de color del punto final de la prueba de eficiencia.



**Fuente:** elaboración propia

Se realizó la prueba con 5 inhibidores de incrustación los cuales pasaron en la prueba de compatibilidad. Con esta prueba lo que se determinó fue la eficiencia del inhibidor contra las incrustaciones. En esta prueba se utilizaron tres dosificaciones (20 ppm, 30 ppm, 40 ppm), este rango de dosificación se determinó porque por lo general se utiliza de 30 a 50 ppm esto se mide por medio de una prueba residual en la plataforma petrolera.

Se realiza la medición de la dureza de calcio por el método de titulación. En las tablas 8 y 9 se puede ver los resultados obtenidos de forma numérica; estos datos se graficaron para entender mejor la tendencia de cada inhibidor.

## PRUEBA 1

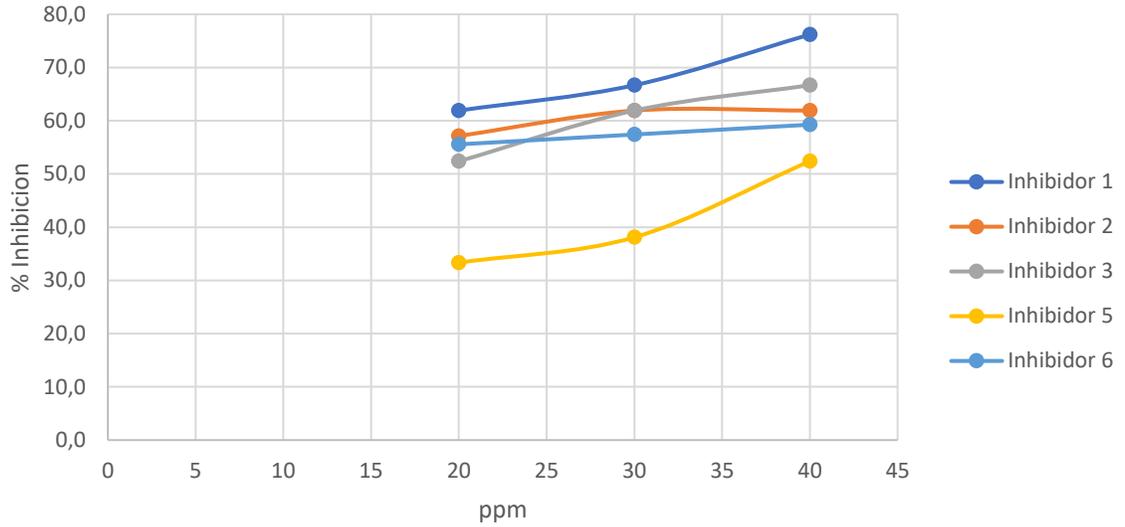
**Tabla 8.** Resultados de Porcentaje de inhibición de la prueba 1 de eficiencia

Inhibidor	Dosis ppm	Ambiente		Lectura 90 °C						Porcentaje de inhibición
		0H	1H	2H	6H	12H	18H	20H	24H	
1	20	Sin	Sin	Sin	Sin	Sin	Formación de cristales en superficie	Formación de cristales en superficie	Formación de cristales en superficie	61,9
	30	precipitación	precipitación	precipitación	precipitación	precipitación	de cristales en superficie	de cristales en superficie	de cristales en superficie	66,7
	40	ni turbidez	ni turbidez	ni turbidez	ni turbidez	ni turbidez	en superficie	en superficie	en superficie	76,2
2	20	Sin	Sin	Sin	Sin	Sin	Sin	Sin	Formación de cristales	57,1
	30	precipitación	precipitación	precipitación	precipitación	precipitación	precipitación	precipitación	de cristales	62
	40	ni turbidez	ni turbidez	ni turbidez	ni turbidez	ni turbidez	ni turbidez	ni turbidez	en superficie	62
3	20	Sin	Sin	Sin	Sin	Sin	Sin	Sin	Formación de cristales	52
	30	precipitación	precipitación	precipitación	precipitación	precipitación	precipitación	precipitación	de cristales	62
	40	ni turbidez	ni turbidez	ni turbidez	ni turbidez	ni turbidez	ni turbidez	ni turbidez	en superficie	67
5	20	Sin	Sin	Sin	Sin	Sin	Formación de cristales en superficie	Formación de cristales en superficie	Formación de cristales en superficie	33
	30	precipitación	precipitación	precipitación	precipitación	precipitación	de cristales en superficie	de cristales en superficie	de cristales en superficie	38
	40	ni turbidez	ni turbidez	ni turbidez	ni turbidez	ni turbidez	en superficie	en superficie	en superficie	52
6	20	Sin	Sin	Sin	Sin	Sin	Formación de cristales en superficie	Formación de cristales en superficie	Formación de cristales en superficie	56
	30	precipitación	precipitación	precipitación	precipitación	precipitación	de cristales en superficie	de cristales en superficie	de cristales en superficie	57
	40	ni turbidez	ni turbidez	ni turbidez	ni turbidez	ni turbidez	en superficie	en superficie	en superficie	59

**Fuente:** elaboración propia

La grafica 4 presenta los datos obtenidos de la prueba de eficiencia presentes en la tabla 8 donde los inhibidores presentan un porcentaje de inhibición muy similar a diferencia del inhibidor 1 que inhibe en un 60 por ciento a unas dosis de 20 ppm y de 76,2 por ciento a 40 ppm; el inhibidor 5 es el que presenta el valor más bajo de inhición.

**Grafica 4.** Representación gráfica del porcentaje de inhibición de los inhibidores



**Fuente:** elaboración propia

### **PRUEBA 2**

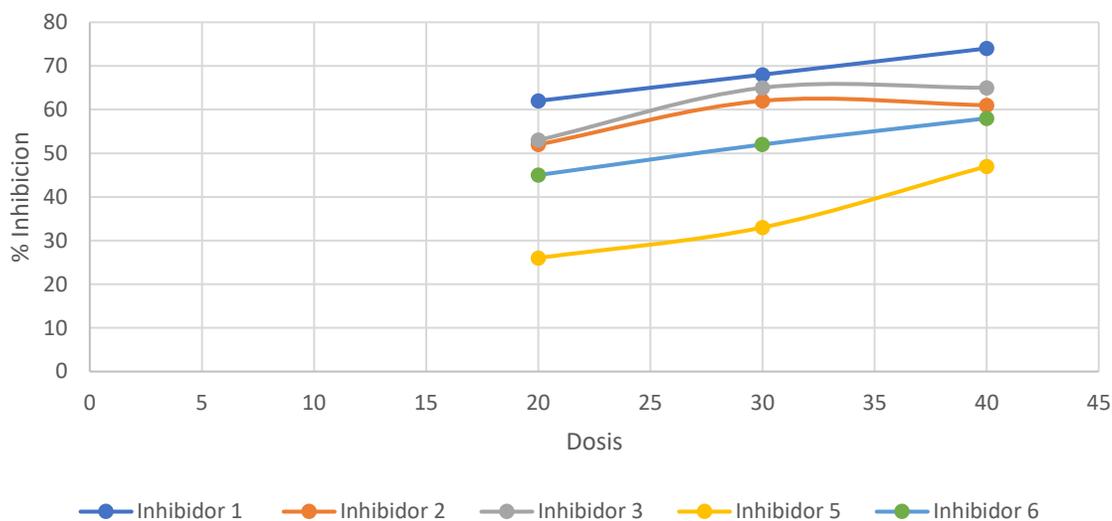
Se hizo una réplica de la prueba de eficiencia para corroborar los datos obtenidos de la prueba 1. Los datos de la prueba 2 se presentan en la tabla 9 y se observan en la gráfica 5 donde se presenta el mismo comportamiento donde el inhibidor 1 es el que tiene el mayor porcentaje de inhibición y el inhibidor 5 es el que tiene el menor porcentaje de inhibición que es de 50 por ciento.

**Tabla 9.** Resultados de Porcentaje de inhibición de la prueba 2 de eficiencia

Inhibidor	Dosis ppm	Lectura								Porcentaje de inhibición	
		Ambiente		90 °C							
		0H	1H	2H	6H	12H	18H	20H	24H		
1	20	Sin	Sin	Sin	Sin	Sin	Sin	Formación de cristales en superficie	Formación de cristales en superficie	Formación de cristales en superficie	62
	30	precipitación	precipitación	precipitación	precipitación	precipitación	precipitación	de cristales en superficie	de cristales en superficie	de cristales en superficie	68
	40	ni turbidez	en superficie	en superficie	en superficie	74					
2	20	Sin	Sin	Formación de cristales en superficie	52						
	30	precipitación	precipitación	de cristales en superficie	62						
	40	ni turbidez	ni turbidez	en superficie	61						
3	20	Sin	Sin	Formación de cristales en superficie	53						
	30	precipitación	precipitación	de cristales en superficie	65						
	40	ni turbidez	ni turbidez	en superficie	65						
5	20	Sin	Sin	Sin	Sin	Sin	Sin	Formación de cristales en superficie	Formación de cristales en superficie	Formación de cristales en superficie	26
	30	precipitación	precipitación	precipitación	precipitación	precipitación	precipitación	de cristales en superficie	de cristales en superficie	de cristales en superficie	33
	40	ni turbidez	en superficie	en superficie	en superficie	47					
6	20	Sin	Sin	Sin	Sin	Sin	Sin	Formación de cristales en superficie	Formación de cristales en superficie	Formación de cristales en superficie	45
	30	precipitación	precipitación	precipitación	precipitación	precipitación	precipitación	de cristales en superficie	de cristales en superficie	de cristales en superficie	52
	40	ni turbidez	en superficie	en superficie	en superficie	58					

**Fuente:** elaboración propia

**Grafica 5.** Representación gráfica del porcentaje de inhibición de los inhibidores



**Fuente:** elaboración propia

En la gráfica 4 y 5 se observa el comportamiento del porcentaje de inhibición con respecto a cada una de las dosificaciones. Comparando las dos pruebas que se realizaron el inhibidor 1 que es de tipo fosfato es el más efectivo, ya que su porcentaje de inhibición es de 74 por ciento en la dosificación más alta que es de 40 ppm comparado con los demás inhibidores en los cuales el inhibidor 2 tuvo un

porcentaje de inhibición de 61 por ciento, el inhibidor 3 de 65 por ciento y el inhibidor 5 de 47 por ciento que es el que presenta el porcentaje de inhibición más bajo.

- **PRIORIZACIÓN DE LOS INHIBIDORES EVALUADOS**

De acuerdo a las pruebas realizadas tanto de compatibilidad como de eficiencia se muestra en la tabla 10 el inhibidor que mejor previene las incrustaciones en la plataforma hasta el que menos favorece la inhibición.

**Tabla 10.** Priorización de eficiencia de los inhibidores evaluados

Inhibidor	Tipo de inhibidor	Composición
1	Fosfatos	Acido [[ Fosfonometil) imino] bis [(ethilennitrilo) bis (metiln)]]
3	Polimérico	Solución acuosa de ácidos fosfonicos
2	Fosfatos	Acido [[ (2 - hidroxietil) imino] bis (metilen)] bifosfonico sodio sal
6	Fosfatos	Acido [[ Fosfonometil) imino] bis [(ethilennitrilo) bis (metiln)]]
5	Polimérico	Solución acuosa de ácidos fosfonicos
4	Polimérico	Acido poli carboxílico modificado (Inhibidor de Incrustación Poliméricas)

**Fuente:** elaboración propia

De acuerdo a esto el mejor inhibidor es de tipo fosfato y el que menos tiene efectos positivos en el ataque de las incrustaciones de carbonato de calcio y sulfato de bario es de tipo polimérico.

### 3.5 ANÁLISIS DE RESULTADOS

Por medio de la prueba de compatibilidad se observó que no todos los inhibidores son compatibles con el agua de formación ya que pueden favorecer las incrustaciones al momento de inyectarlo y formar pequeños cristales o precipitaciones. Esta prueba es esencial para determinar los inhibidores que mejor comportamiento presentan en la plataforma.

En la prueba de eficiencia se determinó que el producto que presenta el mejor porcentaje de inhibición fue el que contiene el inhibidor 1 de tipo fosfato que en la dosificación mínima de 20 ppm es de 62 por ciento y en la dosificación más alta que corresponde a 40 ppm es de 74 por ciento, el cual su composición es Acido [[ Fosfonometil) imino] bis [(ethilennitrilo) bis (metiln)]]]. Comparando con el inhibidor 6, que tiene la misma composición se observa que este no es igual de eficiente, ya que su porcentaje de inhibición a 20 ppm fue de 45 por ciento y a 40 ppm es de 62

por ciento como se observa en la tabla 8 y 9; esto se debe probablemente a que la materia prima con la que se realiza el inhibidor no sea de buena calidad o en el proceso de fabricación hay variables que afectan en el producto final.

De acuerdo al programa scalesoftpitzer las incrustaciones que se forman en la plataforma son el carbonato de calcio (Calcita) y el sulfato de bario (barita); obteniendo estos resultados se seleccionaron 6 inhibidores donde se realizó dos tipos de pruebas. La primera de compatibilidad que permitió descartar uno de los seis inhibidores ya que formaba cristales y precipitaciones lo que podría generar taponamientos en las tuberías de la plataforma si se inyecta y la prueba de eficiencia en la que se obtuvo que los inhibidores que lograron un porcentaje más alto de inhibición fue el inhibidor de tipo fosfato con una composición de Acido [[ Fosfonometil) imino] bis [(ethilennitrilo) bis (metiln))] y el inhibidor polimérico que es una solución acuosa de ácidos fosfónicos, pero comparando estos dos inhibidores el que mejor inhibe las incrustaciones en la plataforma es el inhibidor de tipo fosfato ya que inhibe hasta un 74 por ciento la formación de incrustaciones y así evita que allá un taponamiento en las tuberías de la plataforma.

Como se determinó en el cálculo de los índices de saturación se observó que también el agua es corrosiva por lo tanto es necesario que la protección de las tuberías contra la formación de incrustaciones se lleve a cabo confiriéndole al agua un carácter ligeramente incrustante para formar una película aislante sobre las paredes y limitando el fenómeno a fin de evitar una obstrucción de los tubos y la alteración de la presión y funcionamiento de la red de agua potable<sup>44</sup>, por eso el porcentaje de inhibición tiene un valor de 74 por ciento.

---

<sup>44</sup> DE SOUSA, op.Cit,

#### 4. DETERMINAR LA CANTIDAD DE INHIBIDOR PARA PREVENIR LA INCRUSTACIÓN

El diseño experimental tiene como objetivo averiguar la influencia de la cantidad de inhibidor que se necesita y el tipo de neutralizador sobre el porcentaje de inhibición de la incrustación y cuantificar dicha influencia para prevenir el taponamiento de las líneas de producción por la aparición de incrustaciones. El diseño experimental que se desarrollo es de tipo factorial multinivel.

Para el desarrollo del diseño experimental se utilizó dos neutralizadores, una amina primaria y un compuesto alcalino que permite aumentar el pH ácido del inhibidor hasta que este quede neutro (6 - 7) Se debe utilizar un neutralizador ya que al ser el inhibidor ácido al aplicarse puede provocar problemas de corrosión por lo que al inyectarse con un pH neutro este no generara ningún desequilibrio en las líneas de producción. Estos neutralizadores aumentan el pH porque son altamente alcalinos.

##### 4.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Determinar que neutralizador al mezclarse con el inhibidor presenta el mejor porcentaje de inhibición y con qué dosis se puede inyectar en la plataforma para poder evitar las incrustaciones.

##### 4.2 FACTORES Y NIVELES

Se determinó los factores que se van a evaluar, en este caso son dos los cuales son el neutralizador y la dosificación, cada uno de estos tiene cierto número de niveles que corresponde a los valores de cada uno ya sea cualitativo o cuantitativo como se observa en la tabla 11.

**Tabla 11.** Factores y niveles del diseño experimental factorial multinivel

Factor	Niveles	Valores
Neutralizador	2	Amina; Alcalino
Dosificación	3	20; 30; 40

**Fuente:** elaboración propia

##### 4.3 DEFINICIÓN DE VARIABLES

Para poder desarrollar el diseño de experimentos se determinó las variables a utilizar y sus características. Existen dos tipos de variables:

Independientes (controladas): pueden ser manipuladas durante la experimentación

Dependientes (No controladas): es el resultado de las variables independientes.

Estas no se pueden modificar.

Para el análisis de todas las posibles opciones se define como variable respuesta al porcentaje de inhibición para determinar la mejor eficiencia de acuerdo con el neutralizador y la cantidad de dosificación. A continuación, se muestra en la Tabla 12 las variables en el diseño experimental, lo cual permite identificar cuales pueden variar e influir en el resultado final del diseño experimental y así reducir errores.

**Tabla 12.** Variables controladas y no controladas del diseño experimental

Variables o factores	Controlable	No controlable	Justificación
Tipo de neutralizador	X		Es una variable controlable en el diseño experimental ya que se puede utilizar otro tipo de neutralizadores para que el inhibidor tenga un pH neutro.
Dosificación	X		Es una variable controlable en el diseño experimental porque se puede utilizar otras cantidades de inhibidor para poder prevenir las incrustaciones.
Porcentaje de inhibición		X	Es la variable respuesta, no se puede controlar ya que esta depende de los factores de la experimentación.
Temperatura	X		Es una variable controlable en el diseño experimental, ya que se puede modificar para comprobar que la temperatura afecta en la inhibición de las incrustaciones.
pH	X		Es una variable controlable, ya que esta puede variar ya que debe estar en un rango entre 6 y 7.

**Fuente:** elaboración propia

#### 4.4 PLANTEAMIENTO DE LAS HIPÓTESIS

Para cada factor e interacción entre estos se realiza dos tipos de afirmaciones: hipótesis nula, la cual establece que no existe efecto de los factores sobre la variable respuesta<sup>45</sup>, y la hipótesis alterna, la cual se quiere demostrar que si existe efecto de los factores sobre la variable respuesta. Cuando el valor teórico de las tablas de Fisher sea mayor al calculado se acepta la hipótesis nula, cuando no ocurra se acepta la hipótesis alterna.

<sup>45</sup> CANAVOS, George. Probabilidad y estadística, aplicaciones y métodos. Primera ed. Fernández, España: McGraw-Hill, 1988. p. 407.

### **Para el Factor A (Neutralizador)**

Hipótesis Nula de A: el neutralizador no tiene efecto en el porcentaje de inhibición de incrustación

Hipótesis Alternativa de A: el neutralizador tiene efecto en el porcentaje de inhibición de incrustación

### **Para el Factor B (Dosificación)**

Hipótesis Nula de B: la dosificación no tiene efecto en el porcentaje de inhibición de incrustación

Hipótesis Alternativa de B: la dosificación tiene efecto en el porcentaje de inhibición de incrustación

### **Para la interacción del factor A y factor B (Neutralizador y la dosificación).**

Hipótesis Nula de AB: la interacción entre el neutralizador y la dosificación no tiene efecto en el porcentaje de inhibición de incrustación

Hipótesis Alternativa de AB: la interacción entre el neutralizador y la dosificación tiene efecto en el porcentaje de inhibición de incrustación

## **4.5 ELECCIÓN DEL DISEÑO EXPERIMENTAL**

De acuerdo con los factores que presenta el experimento y los niveles de cada uno respectivamente, se eligió un diseño factorial con niveles mixtos o multinivel, que en este caso son dos factores los cuales son el tipo de neutralizador y la dosificación; el primero con dos niveles que corresponden a una amina primaria y un alcalino y la dosificación con tres niveles (20 ppm, 30 ppm y 40 ppm) respectivamente.

## **4.6 PROCEDIMIENTO Y RECOLECCIÓN DE DATOS**

La experimentación para la obtención de los datos para el desarrollo del diseño experimental se realizó por medio de la prueba de eficiencia de acuerdo con la norma NACE TM019<sup>46</sup> que se encuentra en el anexo D.

### **✓ Materiales**

- Pipeteador eléctrico
- 12 Beakers de 100 ml para la titulación de las muestras

---

<sup>4646</sup> PETROBLOGGER.COM, blog sobre la industria del petróleo y gas natural normas nace – descripción y lista de standards, 14 enero, 2010, op.cit

- Pipeta de 5 ml
- 12 recipientes para muestras
- Bureta de 25 ml
- ✓ **Equipos**
- Plancha Agitadora
  
- ✓ **Reactivos**
- Fenolftaleína
- Hidróxido de sodio al 0,01 N
- EDTA
- Agua destilada

### DATOS OBTENIDOS DE LA PRE-EXPERIMENTACIÓN.

Como se observa en la tabla 13 los resultados obtenidos en la pre-experimentación para llevar a cabo el diseño experimental.

**Tabla 13.** Datos obtenidos en la pre-experimentación para el desarrollo del diseño experimental

Neutralizador	Dosificación (ppm)	Porcentaje de Inhibición
Alcalino	20	51
		33
	30	62
		65
	40	74
		76
Amina Primaria	20	73
		70
	30	73
		71
	40	74
		72

**Fuente:** elaboración propia

#### 4.7 ANÁLISIS DE VARIANZA

Para el análisis de varianza es necesario calcular el valor de la suma de cuadrados, grados de libertad y cuadrados medios para hallar los valores F calculados y comparar con los valores teóricos. En la figura 15 se muestra las fórmulas para elaborar la tabla Anova para poder determinar los valores que se van a comparar los valores de la tabla de Fisher y en el anexo E se encuentra los cálculos correspondientes de la tabla 14.

**Figura 15.** Tabla Anova para el desarrollo del diseño factorial multinivel

Fuente de variación	Suma de cuadrados	Grados de libertad	Cuadrado medio	$F_0$
Tratamientos A	$SS_A$	$a - 1$	$MS_A = \frac{SS_A}{a - 1}$	$F_0 = \frac{MS_A}{MS_E}$
Tratamientos B	$SS_B$	$b - 1$	$MS_B = \frac{SS_B}{b - 1}$	$F_0 = \frac{MS_B}{MS_E}$
Interacción	$SS_{AB}$	$(a - 1)(b - 1)$	$MS_{AB} = \frac{SS_{AB}}{(a - 1)(b - 1)}$	$F_0 = \frac{MS_{AB}}{MS_E}$
Error	$SS_E$	$ab(n - 1)$	$MS_E = \frac{SS_E}{ab(n - 1)}$	
Total	$SS_T$	$abn - 1$		

**Fuente:** MONTGOMERY, Diseño y análisis de experimentos, segunda edición: editorial Limusa Wiley, p.180

De acuerdo con los cálculos elaborados que se encuentran en el Anexo C se obtuvieron los siguientes resultados presentados en la tabla 14 a partir de los valores presentados en la tabla 13 con respecto a la pre -experimentación.

**Tabla 14.** Tabla Anova. Análisis de Varianza obtenido del diseño factorial multinivel implementado.

Fuente	GL	SC	MC	Valor F
Neutralizador	1	432,0	432,00	14,64
Dosificación	2	610,2	305,08	10,34
Interacción	2	514,5	257,25	8,72
Error	6	177,0	29,50	
Total	11	1733,7		

**Fuente:** elaboración propia

GL: Grados de libertad  
 SC: Suma de cuadrados  
 MC: Cuadrado medio  
 F: Valor teórico de Fisher

Se toma un  $\alpha$  de confiabilidad del 95 por ciento, por lo tanto, se mira en tablas de puntos porcentuales de distribución F tomada del libro diseño y análisis de experimentos de Montgomery,  $\alpha = 0.05$  y teniendo como valor:

**F neutralizador**

$$\begin{aligned} v1 &= a - 1 & v2 &= ab(n - 1) \\ v1 &= (2 - 1) = 1 & v2 &= 2 * 3(2 - 1) = 6 \end{aligned}$$

**F dosificación**

$$\begin{aligned} v1 &= b - 1 & v2 &= ab(n - 1) \\ v1 &= (3 - 1) = 2 & v2 &= 2 * 3(2 - 1) = 6 \end{aligned}$$

**F interacción**

$$\begin{aligned} v1 &= (a - 1)(b - 1) & v2 &= ab(n - 1) \\ v1 &= (2 - 1)(3 - 1) = 2 & v2 &= 2 * 3(2 - 1) = 6 \end{aligned}$$

$F_{\text{Neutralizador}}=14,64 > F_{\text{Tablas}}= 5,99$  *El neutralizador tiene efecto en el porcentaje de inhibición de incrustación.*

$F_{\text{Dosificación}}=10,34 > F_{\text{Tablas}}= 5,14$  *La dosificación tiene efecto en el porcentaje de inhibición de incrustación.*

$F_{\text{Interacción}}= 8,72 > F_{\text{Tablas}}= 5,14$  *La interacción entre el neutralizador y la dosificación tiene efecto en el porcentaje de inhibición de incrustación.*

De acuerdo con los valores calculados de F y comparando con los datos teóricos, se puede determinar si los factores e interacción entre estos tienen efecto o no sobre la variable respuesta. Teniendo en cuenta que el tipo de neutralizador tuvo un valor F calculado 14,64 mayor a la F teórica que es de 5,99 se rechaza la hipótesis nula por lo tanto se aceptó la hipótesis alterna donde el tipo de neutralizador tiene efecto en el porcentaje de inhibición de incrustación; la dosificación también presentó una F calculada con un valor de 10,14 mayor al F teórico que es de 5,14 por lo que también tienen efecto en la variable respuesta que es el porcentaje de inhibición de incrustación y la interacción entre estas dos variables tuvieron un valor de F calculado de 8,72 mayor al F teórico de las tablas de Fisher que es de 5,14, por lo tanto se rechaza la hipótesis nula pero se acepta la hipótesis alterna donde estas variables tienen efecto sobre el porcentaje de inhibición contra las incrustaciones.

De acuerdo con el diseño experimental se pudo determinar que el neutralizador y la cantidad de dosificación de la fórmula del inhibidor influyen en la eficiencia del inhibidor; es necesario utilizar un neutralizador para que el pH del inhibidor sea

neutro ya que el inhibidor es ácido lo que puede generar otros daños en la tubería y se pudo determinar como a medida que la dosificación aumenta se tiene un mejor porcentaje de inhibición, el mejor neutralizador en este caso es la amina primaria que tiene un mejor porcentaje de inhibición incluso en la dosificación más baja que es de 20 ppm, así se pudo obtener una fórmula y una dosificación apropiada para cumplir con la inhibición de incrustaciones.

## 5. DETERMINAR LOS COSTOS Y EL MARGEN DE RENTABILIDAD DEL PROYECTO

Se determinó el costo del producto que se obtuvo en este proyecto, se calculó el costo de la fabricación del producto para así determinar el margen de rentabilidad del proyecto y compararlo con el producto actual inyectado en la plataforma.

### 5.1 COSTO DE LA FÓRMULA OBTENIDA EN EL PROYECTO

Se obtuvo el costo de la fórmula obtenida en el proyecto; en la tabla 15 se determinó la composición de cada uno de los componentes de la fórmula del producto y el valor unitario por galón obtenidos de los precios que se maneja con el proveedor de cada materia prima y con esto el precio total del producto. Cada cálculo realizado se observa en el anexo F.

**Tabla 15.** Costo del producto obtenido en el proyecto por galón

Materia Prima	Composición	Densidad Especifica	Costo Materia	Costo Producto
			prima por Galón US \$	(\$ Materia prima/ Galón)
Inhibidor	30,0	1,360	21,43	\$6,43
Amina Primaria	10,5	1,020	7,01	\$0,74
Agua	59,5	1,000	0,08	\$0,05
Total	<b>100,0%</b>		<b>Total</b>	<b>\$7,22</b>
<b>Densidad Especifica Producto</b>		<b>1,110</b>		

Fuente: elaboración propia

### 5.2 COSTO DE FABRICACIÓN DEL PRODUCTO DEL PROYECTO

Para el costo de producción en planta se tuvo en cuenta el precio de elaboración para fabricar el producto para que pueda ser inyectado en la plataforma y así se determinó el valor que es de 9,63 \$/ galón.

### 5.3 MARGEN DE RENTABILIDAD

Para saber cuál es la ganancia por la venta del producto obtenido en el proyecto, se determinó el margen de rentabilidad que hace referencia al porcentaje de incremento del costo de fabricación de acuerdo al precio de venta de producto. Se determinó que el margen de ganancia que se desea obtener del proyecto es del 40 por ciento.

#### Ecuación 14. Margen de rentabilidad

$$\text{Margen de Rentabilidad: } \left( \frac{\text{Precio venta del producto} - \text{Costo}}{\text{Precio de venta del producto}} \right) * 100$$

$$\text{Precio de venta: } \left( \frac{\text{Costo}}{1 - \text{Margen de rentabilidad}} \right)$$

$$\text{Precio de venta: } \left( \frac{9,63 \frac{\$}{\text{galón}}}{1 - 40\%} \right) = 16,05 \frac{\$}{\text{galón}}$$

De acuerdo al margen de rentabilidad que se desea obtener que es del 40 por ciento se obtuvo que el precio de venta del producto debe ser de 16,05 \$/galón.

#### 5.4 COMPARACIÓN DEL PRODUCTO OBTENIDO DEL PROYECTO Y EL PRODUCTO ACTUAL INYECTADO EN LA PLATAFORMA

Al igual que la fórmula del proyecto, se realizó el cálculo de la cantidad anual del inhibidor inyectado actualmente en la plataforma en galones que se utilizaron de acuerdo con la dosificación de este.

**Tabla 16.** Comparación del producto del proyecto y del inyectado actualmente en la plataforma

	Producto del proyecto	Producto actual inyectado en plataforma
Dosis	20 ppm	30 ppm
Costo[\$us/gal]	\$9,63	\$12,04

**Fuente:** elaboración propia

Comparando el producto del proyecto con el producto inyectado actualmente en la plataforma y la dosificación de cada uno de estos, donde el primero tiene una dosificación de 20 ppm y producto actual que es de 30 ppm, por lo que se necesita menos cantidad de producto. El costo del producto que se obtuvo en el proyecto es de \$US 9,63, el cual presenta un precio más bajo que la formula actual que tiene un

valor de \$12,04. Por lo tanto, se evidencia que el costo del producto del proyecto es mejor que la del proyecto actual.

## 6. CONCLUSIONES

- La caracterización del agua permitió determinar los iones presentes y la cantidad de cada uno para poder determinar las potenciales incrustaciones a formarse y evaluar diferentes inhibidores para determinar el más eficiente.
- De acuerdo al diagrama de Stiff elaborado a partir de los resultados obtenidos de la composición del agua de formación de la plataforma petrolera, el agua evaluada es de tipo marina, por lo tanto, los iones de sodio y cloruro son los que están en mayor cantidad en el agua, el sodio tiene una concentración de 42174 mg/L y el cloruro de 67343 mg/L.
- Se determinó mediante los índices de saturación que el agua de mar presente en la plataforma en este caso es incrustante, por lo tanto, los iones que presentan valores de solubilidad más bajos que son el ion bicarbonato ( $\text{HCO}_3^-$ ) y sulfato ( $\text{SO}_4^{2-}$ ) se precipitan fácilmente y reaccionan con otros iones como el Sodio, el Bario y el Calcio.
- En la plataforma se evidenció que además de ser incrustante el agua de las líneas de producción también tiene una tendencia corrosiva que puede causar daños en las tuberías.
- Se obtuvo que las incrustaciones que se presentan en la plataforma son el carbonato de calcio también llamado calcita y el sulfato de bario llamada barita por medio del software ScaleSoftPitzer 2017.
- Se determinó que el inhibidor de tipo fosfato es mejor para inhibir en este caso las incrustaciones de carbonato de calcio y sulfato de bario. Se evaluó los dos tipos de inhibidores que son los fosfatos y poliméricos por medio de pruebas de compatibilidad y eficiencia.
- Las condiciones en las que se encuentra la plataforma tanto en temperatura que está entre 25° C y 90° C y la presión son ideales para la formación de incrustaciones de carbonato de calcio  $\text{CaCO}_3$  y sulfato de bario  $\text{BaSO}_4$  que son las incrustaciones más frecuentes en los yacimientos.
- Se determinó tanto el tipo de neutralizador que favorece el inhibidor y la dosificación a inyectar en la plataforma; además se obtuvo que la interacción entre estos dos factores influye en el porcentaje de inhibición de la plataforma por medio del diseño experimental multinivel.
- El neutralizador que favorece la inhibición de incrustaciones es la amina primaria con una dosificación de 20 ppm para que el porcentaje de inhibición sea mayor al 70 por ciento.

- El margen de rentabilidad del producto del proyecto es de 40 por ciento por la venta de este con un valor 16,05 \$/ galón .

## 7. RECOMENDACIONES

- Es necesario controlar y prevenir las incrustaciones ya que las condiciones de la plataforma son ideales para que se formen fácilmente y ocasionen taponamientos o reducción de la producción. Debido a que la plataforma tiene un problema muy común en la producción de crudo que es la aparición de las dos incrustaciones más comunes las cuales son carbonato de calcio y el sulfato de bario.
- Se recomienda un inhibidor de tipo fosfato con una dosis de 20 ppm (partes por millón) para prevenir las incrustaciones de sulfato de bario presentes en la plataforma ya que es bueno en el control de estas incrustaciones.
- Siempre que se vaya a evaluar algún inhibidor hacer las pruebas correspondientes para determinar cuál de los inhibidores que se seleccionen tengan una mejor inhibición de incrustaciones ya que no todos los inhibidores presentan el mismo comportamiento.
- Evaluar las implicaciones de utilizar los inhibidores poliméricos en las aguas de los yacimientos para prevenir las incrustaciones que se puedan formar.
- Evaluar otro tipo de diseño experimental para poder determinar más interacciones entre variables y otros factores que impliquen en la eficiencia de la aplicación del producto para la inhibición de incrustaciones.
- Evaluar diferentes inhibidores de corrosión para evitar que las tuberías se puedan corroer ya que en el cálculo de los índices de saturación se observó una tendencia de agua corrosiva y así evitar que las tuberías se deterioren y ocasionen daños mayores.

## BIBLIOGRAFÍA

AGUAYSIG. Los diagramas más usados para la interpretación de análisis hidro químicos, {En línea} {3 Febrero de 2018}. Disponible en ([www.aguaysig.com/2011/01/los-diagramas-mas-usados-para-la.html](http://www.aguaysig.com/2011/01/los-diagramas-mas-usados-para-la.html)).

APHA, AWWA y WPCF. Estándares normalizados de análisis de aguas potables y residuales. Madrid: Editorial Díaz de Santos, S.A., 1992. 1830p.

BARRAGÁN R, Rosa M, *et al.* Modelación química de aguas de formación del Activo Luna, Tabasco. En: Artículos técnicos Boletín II E, julio-agosto del 2001; p 180-184.  
BURSTEN, LeMay Brown. Química la ciencia central Novena Edición: Pearson. 1155p.

CANAVOS, George. Probabilidad y estadística, aplicaciones y métodos. Primera ed. Fernández, España. Editorial: McGraw-Hill, 1988. 668p.

CANUL ESCALANTE, Margarita, *et al.* Disolución de incrustaciones inorgánicas mediante la aplicación de agente quelantes. Método correctivo. En: Ingeniería Petrolera, VOL. 55 No. 3, marzo 2015; p 170-182.

CARRASCO ACUÑA, Jorge Luis. Incrustaciones en pozos de petróleo en operaciones de producción. Lima, 2004, 59p. Trabajo de grado (Titulación por actualización de conocimientos para optar el título profesional de ingeniero de petróleo). Universidad Nacional de Ingeniería. Facultad de Ingeniería de petrolero.

CHANG, R. Química Séptima Edición, México: McGraw Hill, 2010. 1004p.

CHAPÓN, Pascal y HILLS, Emma: Polímeros marcados inhibidores de la incrustación, composiciones que los comprenden, y método para evitar o controlar la formación de incrustación. Rhodia Chimie SAS, junio 25 2003.

CHINA NATIONAL OFFSHORE OIL CORPORATION. Tratamiento de todo el sistema de agua salada en una plataforma costa afuera – CNOOC, China. {En línea} {23 Julio de 2018}. Disponible en([www.merus.es/tratamiento-auga-mar/](http://www.merus.es/tratamiento-auga-mar/)).

CRABTREE, Mike, *et al.* La lucha contra las incrustaciones – Remoción y prevención. Otoño 1999. Texas Estados Unidos. Disponible en: [www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield\\_review/spanish99/aut99/p30\\_49.pf](http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish99/aut99/p30_49.pf).

DÁVILA GONZÁLEZ, Vicente. Compuesto estabilizado eliminador e inhibidor de incrustaciones en tuberías, Geo Estratos, S.A. De C.V, patente de investigación WO2012158009A1, mayo 17 de 2011, 23p. {En línea} {24 Septiembre de 2018}. Disponible en:

<https://patentimages.storage.googleapis.com/ae/41/da/3758dc06ebe418/WO2012158009A1.pdf>

DE SOUSA, Cristina; CORREIA, Angelina y COLMENARES, María Cristina. Corrosión e incrustaciones en los sistemas de distribución de agua potable: Revisión de las estrategias de control. En: Boletín de Malariología y Salud Ambiental, Bol Mal Salud Amb v.50 n.2 Maracay dic. 2010. {En línea} {9 Julio de 2018}. Disponible en [http://www.scielo.org.ve/scielo.php?script=sci\\_arttext&pid=S169046482010000200003](http://www.scielo.org.ve/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S169046482010000200003).

ESTUDIOS Y SERVICIOS PETROLEROS S.R.L. Incrustaciones en aguas coproducidas: Carbonato de calcio, Ciudad Autónoma de Buenos Aires. {En línea} {15 Agosto de 2018}. Disponible en: [http://www.oilproduction.net/files/GPA-Nota%2040\\_Carbonatos.pdf](http://www.oilproduction.net/files/GPA-Nota%2040_Carbonatos.pdf)

FIGUEROA CHIVICO, Ana Karina y GONZÁLEZ GUARIMÁN, Lisandro Bernardo. Uso de inhibidores poliméricos de incrustaciones en procesos de recuperación mejorada de crudos pesados y extrapesados, Maturín, 2013, 53p. Trabajo de grado: (Seminario de trabajo de grado). Universidad de oriente Núcleo de Monagas Escuela de Ingeniería de Petróleo.

HERNÁNDEZ CASTRO, Henry Fernando y MEJÍA GÁMEZ, Christian José. Evaluación de la depositación de incrustaciones en sistemas de bombeo electro sumergible del campo Cantagallo, Bucaramanga, 2009, 98p. Trabajo de grado: (presentado como requisito para optar al título de ingeniería de petróleo. Universidad industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico – Químicas.

HERRERA OSPINO, Jorge Luis. Evaluación de un inhibidor comercial de escamas inorgánicas en ambientes de alto pH. Medellín, 2017, 80p. Trabajo de grado: Magister en Ingeniería de Petróleos. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Minas, Escuela De Petróleos.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Compendio de normas para trabajos escritos. Bogotá D.C.: El instituto, 2018. 153p. ISBN 978-958-8585-67-3.

LORENZO VALLEJO, Maximino. Predicción y control de incrustaciones minerales en pozos petroleros. México D.F, 2011, 124p. Trabajo de grado (Ingeniero de Petróleo). Instituto Politécnico Nacional, Escuela Superior de ingeniería y arquitectura.

MONTGOMERY, Diseño y análisis de experimentos, segunda edición: editorial Limusa Wiley, p.686

M PAREDES, Jorge E, Nueva Tecnología para el Control de Incrustaciones en Nueva Tecnología para el Control de Incrustaciones en Aguas Asociadas a la Producción de Petróleo. New Scale Inhibition Technology for Oil Industry.

MARTÍ, Fernando Burriel. Química analítica cualitativa: Editorial Paraninfo, 2002, 1072p.

NEMEROW, Nelson. Tratamiento de vertidos industriales y peligrosos: Ediciones Díaz de Santos, 1998. Vol (3), 848p.

LEÓN, Orietta; CÁRDENAS Carmen y CARRUYO, Jenny. Costumed of scale inhibitors in oilfield water plant. En: Revista Técnica de la Facultad de Ingeniería Universidad del Zulia Centro de Investigación del Agua (CIA)-INPELUZ, Facultad de Ingeniería, Universidad del Zulia. Maracaibo 4011, Venezuela, 2002.

ORNELLAS DEL VALLE, Romulo. Determinación de la tasa de incrustación en los cambios de calor con la ayuda de métodos de optimización, RIO DE JANEIRO, RJ - BRASIL Septiembre 2012.

PANCORBO, Francisco J. Índices de estabilidad del agua: Índices de Langelier (IS), Ryznar (IR), Puckorius (PSI) y Larson – Skold (IRL), 19 mayo de 2011. {En línea} {26 Agosto de 2018}. Disponible en: [http://javierpancorbo.blogspot.com/2011/05/indices-de-estabilidad-del-agua\\_19.html](http://javierpancorbo.blogspot.com/2011/05/indices-de-estabilidad-del-agua_19.html)

PETROBLOGGER.COM, blog sobre la industria del petróleo y gas natural normas nace – descripción y lista de standards, 14 enero, 2010. {En línea} {24 Septiembre de 2018}. Disponible en: <http://www.ingenieriadepetroleo.com/normas-nace-descripcion-y-lista-de/>

PINZÓN TORRES, Carmen y GARCÍA ORTIZ, Lucas Santiago y RODRÍGUEZ OSORIO, Diego Felipe. Modelamiento Termodinámico para la Inhibición de Incrustaciones de Carbonato de Calcio en Sistemas Hidrocarburos. Revista Ingeniería y Región Vol: 6 No.1. Patagonia, Noviembre 2006; p 11.

QUINTANILLA, Guillermo. Evaluación del daño por precipitación y depositación de escamas minerales en la fase piloto de un proyecto químico ASP (Álcali-Surfactante-Polímero) en un campo de petróleo en Colombia. Medellín, 2016, 103p. Tesis Doctoral. Universidad Nacional de Colombia. Facultad de Minas.

RALPH COLLINS, Ian y NEIL DUNCUM, Simón: Procedimiento y material para inhibir la deposición de incrustaciones en pozos de petróleo. BP Exploration Operating Co Ltd, patente de investigación ES03722866T, junio 13 de 2002.

RIAÑO CABRERA, Nestor. Fundamentos de Química Analítica Básica–Análisis Cuantitativo: Editorial Universidad de Caldas, junio de 2018, 290p.

ROJAS MIRANDA, Zulima José. Uso de inhibidores de incrustación en plantas de tratamiento de aguas de formación. Maturín, Octubre de 2013, 79p. Trabajo de grado: (Seminario de trabajo de grado). Universidad de oriente Núcleo de Monagas Escuela de Ingeniería de Petróleo.

SANTANA TAPIA, Carlos Hernán. Control químico de incrustaciones de carbonatos en carbón activado en el proceso de recuperación de oro mediante proceso CIP (Carbón in Pulp) en la planta "Doble D" Minera Colibrí S.A.C. Lima, 2013, 96p. Universidad Nacional de Ingeniería. Facultad de ciencias.

SNOEYINK, V y JENKINS, D. Química del agua. Ed. Limusa, México, pp. 13-26. 2004

VELAZQUEZ, Ingrid y Pereira, Juan. Revista Ingeniería UC 46, Vol. 21, No. 3, Diciembre 2014, p 45 – 54.

# **ANEXOS**

## ANEXO A

### CONVERSIÓN DE MG/L A MEQ/L DE CADA UNO DE LOS IONES PRESENTES EN EL AGUA DE FORMACIÓN

- SODIO

$$\frac{\text{meq}}{\text{L}} = \frac{42174\text{mg}}{\text{L}} * \frac{1\text{mmol}}{22,98\text{mg}} * \frac{1\text{meq}}{1\text{mmol}} = 1835,24$$

- POTASIO

$$\frac{\text{meq}}{\text{L}} = \frac{248\text{mg}}{\text{L}} * \frac{1\text{mmol}}{39,09\text{mg}} * \frac{1\text{meq}}{1\text{mmol}} = 6,34$$

- MAGNESIO

$$\frac{\text{meq}}{\text{L}} = \frac{313\text{mg}}{\text{L}} * \frac{1\text{mmol}}{24,30\text{mg}} * \frac{2\text{meq}}{1\text{mmol}} = 25,76$$

- CALCIO

$$\frac{\text{meq}}{\text{L}} = \frac{886\text{mg}}{\text{L}} * \frac{1\text{mmol}}{40,07\text{mg}} * \frac{2\text{meq}}{1\text{mmol}} = 44,22$$

- BARIO

$$\frac{\text{meq}}{\text{L}} = \frac{220\text{mg}}{\text{L}} * \frac{1\text{mmol}}{137,32\text{mg}} * \frac{2\text{meq}}{1\text{mmol}} = 3,20$$

- ESTRONCIO

$$\frac{\text{meq}}{\text{L}} = \frac{231\text{mg}}{\text{L}} * \frac{1\text{mmol}}{87,62\text{mg}} * \frac{2\text{meq}}{1\text{mmol}} = 5,27$$

- CLORURO

$$\frac{\text{meq}}{\text{L}} = \frac{67343\text{mg}}{\text{L}} * \frac{1\text{mmol}}{35,45\text{mg}} * \frac{1\text{meq}}{1\text{mmol}} = 1899,66$$

- SULFATO

$$\frac{\text{meq}}{\text{L}} = \frac{100\text{mg}}{\text{L}} * \frac{1\text{mmol}}{96,06\text{mg}} * \frac{2\text{meq}}{1\text{mmol}} = 2,08$$

- BICARBONATO

$$\frac{\text{meq}}{\text{L}} = \frac{974\text{mg}}{\text{L}} * \frac{1\text{mmol}}{61,00\text{mg}} * \frac{1\text{meq}}{1\text{mmol}} = 15,96$$

## ANEXO B

### CALCULO DE LOS ÍNDICES DE INCRUSTACIÓN PARA DETERMINAR QUÉ EFECTO TIENEN EL AGUA DE FORMACIÓN DE LA PLATAFORMA

Índice de Langelier. Para el cálculo del índice de Saturación de Langelier se calculó el pH de saturación del agua de formación

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

$$pH_s = (9.3 + 0,4051 + 0,9616) - (6,2169 + 6,2580)$$

$$pH_s = -1,8082$$

$$A = \frac{(\log(\text{solidos totales disueltos}) - 1)}{10}$$

$$A = \frac{1}{10} (\log(112473) - 1)$$

$$A = 0,4051$$

$$B = -13.12 \log[T (^{\circ}C) + 273.15] + 34.55$$

$$B = -13.12 \log[T (90^{\circ}C) + 273.15] + 34.55$$

$$B = 0,9616$$

$$C = \log \left[ ca \left( \frac{mgCaCO_3}{L} \right) \right]$$

$$C = \log \left[ 886 \left( \frac{1860CaCO_3}{L} \right) \right]$$

$$C = 6,2169$$

$$D = \log \left[ \text{alcalinidad total} \left( \frac{mgCaCO_3}{L} \right) \right]$$

$$D = \log \left[ 974 \left( \frac{1860CaCO_3}{L} \right) \right]$$

$$D = 6,2580$$

Al calcular el pHs se puede determinar el valor del índice de Saturación de Langelier:

$$LSI = pH - pH_s$$

$$LSI = 6,64 - (-1,8082)$$

$$LSI = 8,84$$

El índice de saturación de Langelier es de 8,84, por lo tanto, este ion es mayor a lo que indica que es un agua altamente incrustante.

Índice de Ryznar. Al igual que el índice de Saturación de Langelier, se debe determinar el pH de Saturación del sistema.

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

$$pH_s = (9.3 + 0,4051 + 0,9616) - (6,2169 + 6,2580)$$

$$pH_s = -1,8082$$

$$A = \frac{1}{10} (\log(\text{solidos totales disueltos}) - 1)$$

$$A = \frac{1}{10} (\log(112473) - 1)$$

$$A = 0,4051$$

$$B = -13.12 \log[T (^{\circ}C) + 273.15] + 34.55$$

$$B = -13.12 \log[T (90^{\circ}C) + 273.15] + 34.55$$

$$B = 0,9616$$

$$C = \log \left[ ca \left( \frac{mgCaCO_3}{L} \right) \right]$$

$$C = \log \left[ 886 \left( \frac{1860CaCO_3}{L} \right) \right]$$

$$C = 6,2169$$

$$D = \log[\text{alcalinidad total} \left( \frac{mgCaCO_3}{L} \right)]$$

$$D = \log[974 \left( \frac{1860CaCO_3}{L} \right)]$$

El cálculo del índice de Ryznar es la diferencia dos veces entre el pH de saturación calculado anteriormente y el pH del sistema.

$$RSI = 2(pH_s) - pH$$

$$RSI = 2(-1,8082) - 6,64$$

$$RSI = -10,25$$

El índice de Ryznar dio un valor de -10,25, por lo que al ser menor a 5, se evidencia que el agua de formación que se encuentra en la plataforma es altamente incrustante.

Índice de Puckorius. Se calcula pHeq (pH del sistema en equilibrio), de la siguiente forma

$$pHeq^{\circ} = 1,465 * \log(\text{Alcalinidad}) + 4,5$$

$$pHeq^{\circ} = 1,465 * (974) + 4,5$$

$$pHeq^{\circ} = 8.87$$

Al obtener el valor de PH del sistema en equilibrio, que es de 8,87, se determina el valor del índice de saturación. El pH de saturación (pHs), se determina igual al de los índices de Langelier y Ryznar.

$$PSI=2(pHs)-pHeq$$

$$PSI=2(-1,8082)-8,87$$

$$PSI= -12,48$$

Índice de Larson – Skold (Lal). Para calcular el índice de Larson – Skold, las concentraciones de cada uno de los iones que intervienen en la formula se deben expresar en equivalentes por millón (meq/L).

$$LaI=([Cl^{-}]+[SO_4^{-}])/([HCO_3^{-}]+[CO_3^{-}])$$

$$Lal= (1896,98+2,08) / (15,96+0)$$

$$Lal= -12,48$$

Este valor según los rangos de Larson – Skold es menor a 0,8 por lo que no es corrosiva, que es otro de los problemas que se pueden ocasionar por el tipo de agua.

**ANEXO C**  
**UTILIZACIÓN DEL SOFTWARE SCALESOFTPITZER**

**ScaleSoftPitzer™**  
**SSP2017**

**Rice University Brine Chemistry Consortium**  
**Energy & Environmental Systems Institute**  
**Rice University**  
**Houston, TX 77005**  
**USA**

**November 30, 2016**

El software SSP 2017, es una plantilla en Excel programada para realizar los cálculos correspondientes para determinar la tendencia de incrustación, para esto es necesario tener en cuenta la composición de los iones, y las variables que influyen en la formación de incrustaciones como el pH, la temperatura y presión.

1. En la figura 16 como se observa se debe colocar el nombre del pozo o locación que se va a trabajar en el software, ya que permite determinar el comportamiento del agua de formación sola o en caso tal de que estuviera combinada con agua pura u otra agua de formación de otros pozos.

**Figura 16.** Introducción de los parámetros iniciales del agua de yacimientos que se quiere trabajar en el software

	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	
1			1	2	3	4	5				
2	Parameters	Units	Input	Input	Input	Input	Input		<a href="#">Click here to run SSP</a>	<a href="#">Click here: B/D, psia, °F</a>	
3	Select the brines		<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>			<a href="#">Click here: m<sup>3</sup>/D, bar, °C</a>	
4	Sample ID	Select fluid by checking the box(es) in row 3.						Cell H34 is STP calc. pH. Cells H39-42 are used in mixed brines calculation.	<a href="#">Goal Seek SSP</a>	<a href="#">Click here to output SI</a>	
5	Date		10/04/2018							<a href="#">Uncheck All boxes</a>	<a href="#">Click here to output SR</a>
6	Operator										
7	Well Name		P54								
8	Location										
9	Field								<a href="#">Click here: mg/L</a>	<a href="#">Click here: Molality</a>	

**Fuente:** tomado del programa ScaleSoftPitzer

2. Se debe introducir la composición del agua de formación como se observa en la figura 17, para determinar la tendencia de las incrustaciones que se forman. Se debe tener en cuenta las unidades están en mg/L.

**Figura 17.** Datos de la composición del agua de yacimiento

	A	B	C	D	E	F	G	H
10	Na <sup>+</sup>	(mg/L)	42.174,00					
11	K <sup>+</sup> (if not known =0)	(mg/L)	248,00					
12	Mg <sup>2+</sup>	(mg/L)	313,00					
13	Ca <sup>2+</sup>	(mg/L)	886,00					
14	Sr <sup>2+</sup>	(mg/L)	231,00					
15	Ba <sup>2+</sup>	(mg/L)	228,00					
16	Fe <sup>2+</sup>	(mg/L)						
17	Zn <sup>2+</sup>	(mg/L)						
18	Pb <sup>2+</sup>	(mg/L)						
19	Cl <sup>-</sup>	(mg/L)	67.343,00					
20	SO <sub>4</sub> <sup>2-</sup>	(mg/L)	100,00					
21	F <sup>-</sup>	(mg/L)						
22	Br <sup>-</sup>	(mg/L)						
23	Silica	(mg/L as Si)						
24	Total Alkalinity	(mg/L as HCO <sub>3</sub> )	974,00					
25	CO <sub>3</sub> <sup>2-</sup> Alkalinity	(mg/L as CO <sub>3</sub> )						

**Fuente:** tomado del programa ScaleSoftPitzer

3. Luego colocar el valor de las condiciones iniciales en la que se encuentra la plataforma, en este caso se tiene una temperatura de 90°C y una presión de 24,80 bar. Es importante tener en cuenta las unidades con las que se va a trabajar. Si se desea trabajar con temperatura en Fahrenheit (°F), la presión en psia, o por lo contrario si la temperatura está en Celsius (°C) la presión debe estar en bar, como se presenta a continuación en la figura 18.

**Figura 18.** Condiciones iniciales de presión y temperatura del agua de formación de la plataforma

							For mixing: Type T's & P's in red box below.
Initial T	(°C)	90,00					
Final T	(°C)						
Initial P	(bar)	24,80					
Final P	(bar)						
API Oil Grav.	API grav.						
Gas Sp.Grav.	Sp.Grav.						

**Fuente:** tomado del programa ScaleSoftPitzer

4. Cuando el programa corre este determina las condiciones finales de temperatura y presión del agua de formación en la plataforma, ver figura 19.

**Figura 19.** Valores iniciales y finales de la plataforma con respecto a la presión y la temperatura

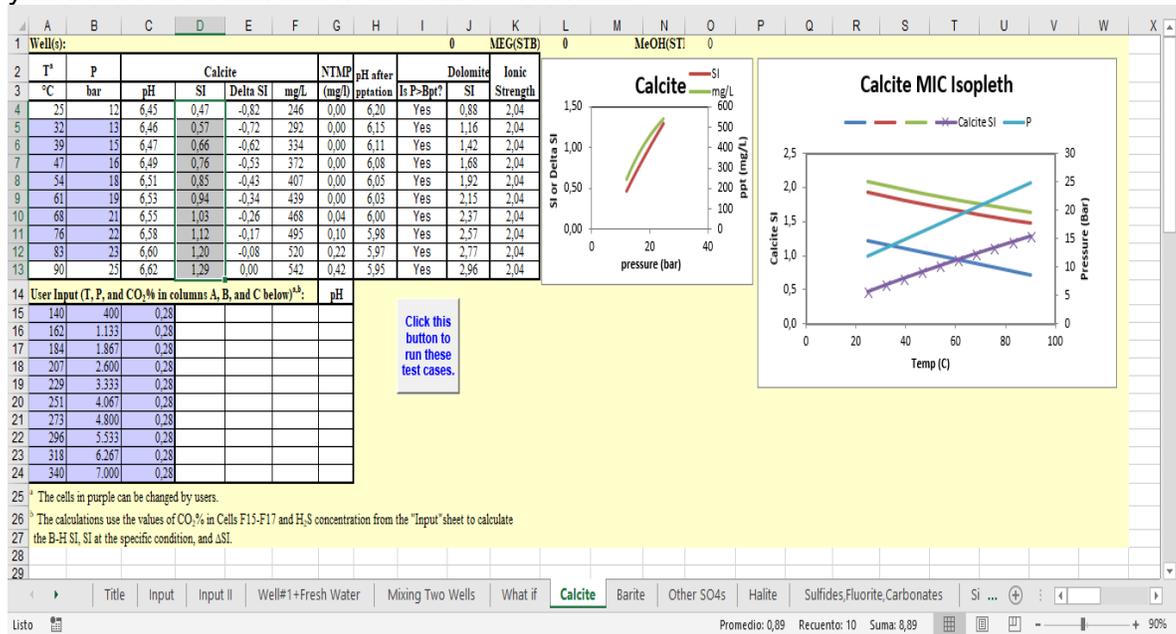
For mixing: Type T's & P's in red box below.					
38					
39	Initial T	(°C)	90,00		
40	Final T	(°C)	25,00		
41	Initial P	(bar)	25,00		
42	Final P	(bar)	12,00		
43	API Oil Grav.	API grav.			
44	Gas Sp.Grav.	Sp.Grav.			

**Fuente:** tomado del programa ScaleSoftPitzer

5. El software permite observar el comportamiento de cada una de las incrustaciones que se pueden formar de acuerdo a la temperatura, presión y en el caso del carbonato de calcio el pH, con respecto al índice de incrustación, como se observa en la figura 20, 21, y 22.

- *TENDENCIA CALCITA (CARBONATO DE CALCIO (CaCO<sub>3</sub>))*

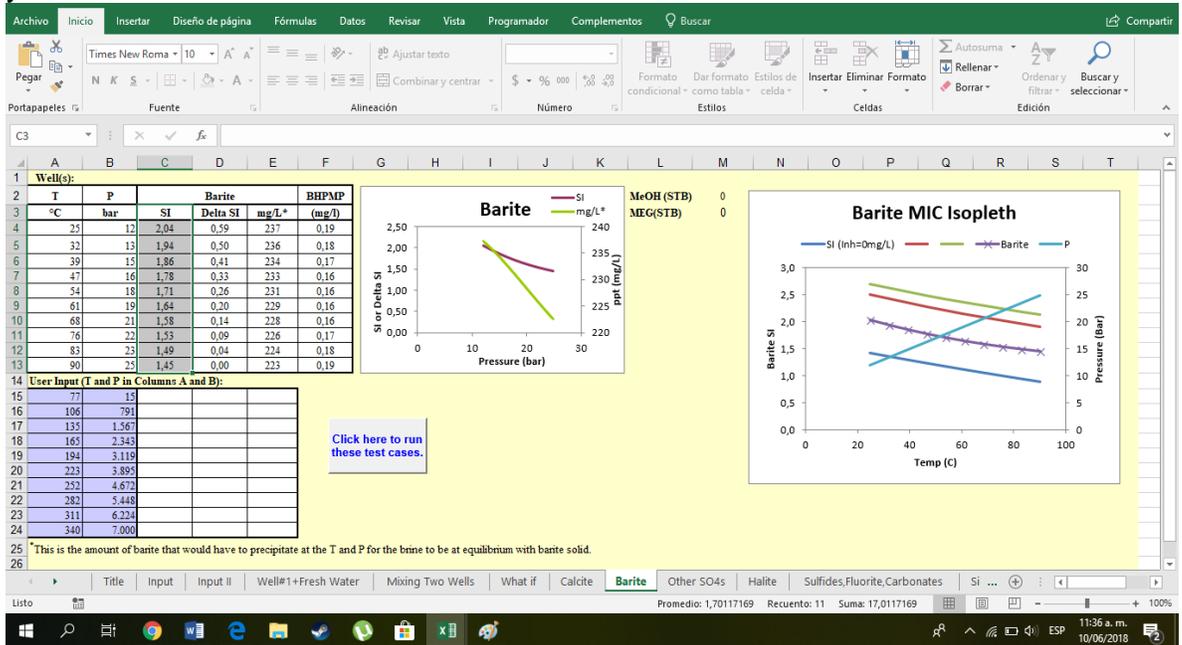
**Figura 20:** Comportamiento de la calcita con respecto a la temperatura, presión, pH y el índice de saturación de Oddo - Thomson



**Fuente:** tomado del programa ScaleSoftPitzer

- **TENDENCIA DE LA BARITA (SULFATO DE BARIO ( $BaSO_4$ ))**

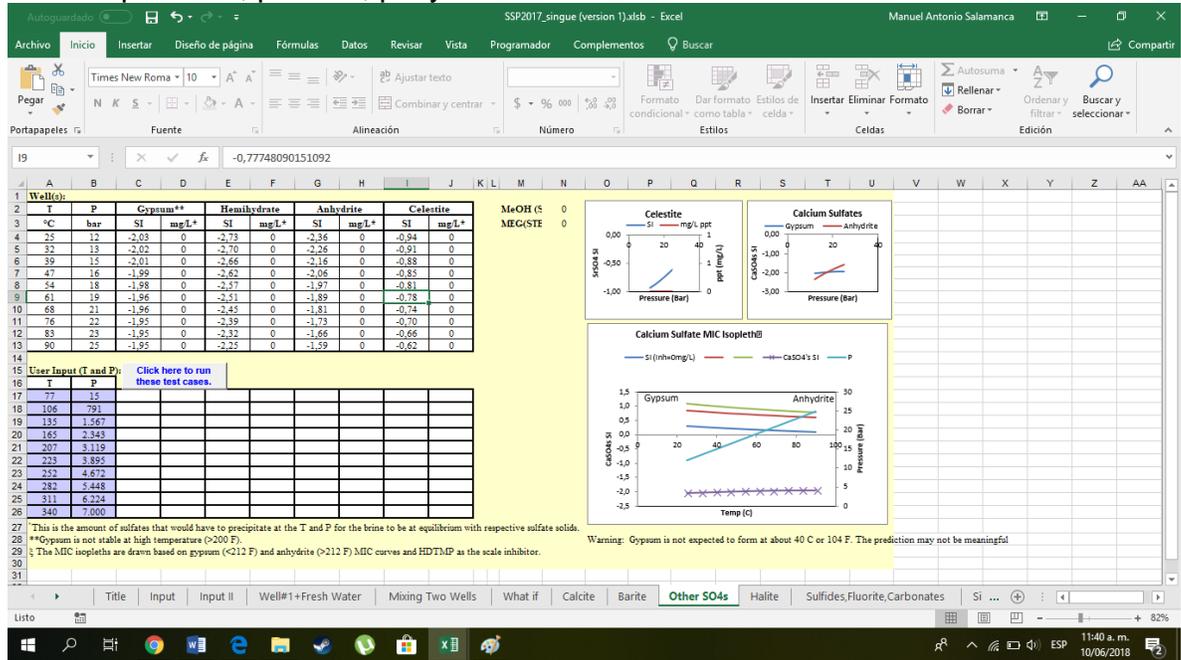
**Figura 21.** Comportamiento de la Barita con respecto a la temperatura, presión, pH y el índice de saturación de Odco - Thomson



Fuente: tomado del programa ScaleSoftPitzer

- **TENDENCIA DE OTRAS INCRUSTACIONES DE SULFATO (SO<sub>4</sub><sup>2-</sup>)**

**Figura 22.** Comportamiento de las incrustaciones formadas por sulfato con respecto a la temperatura, presión, pH y el índice de saturación de Odde – Thomson.



**Fuente:** tomado del programa ScaleSoftPitzer

El software trabaja con el modelo termodinámico de Odom y Thomson. El cual es un algoritmo que tiene en cuenta las condiciones del sistema como la presión temperatura y pH, así como la fuerza iónica de la composición del agua. Este modelo permite determinar el índice de saturación de cada una de las incrustaciones.

### OTROS USOS DEL SOFTWARE

Este software también permite determinar El programa está diseñado para la predicción, tratamiento y control de depósitos de escala común en pozos de petróleo y gas. Programa utiliza ya sea pH medido o cantidad de dioxop de carbono CO<sub>2</sub>; La teoría del electrolito de Pitzer donde se ve intervenido para calcular los coeficientes de actividad; PengRobinson la relación matemática entre la presión, volumen y temperatura con relación a la ley de los gases ideales (EOS) para coeficientes de fugacidad de gas; Coeficientes de actividad del efecto de etilenglicol y metanol para calcita, barita, yeso, celestita y halita. Se pueden realizar numerosos cálculos. Para determinar la tendencia de las incrustaciones también se puede tener en cuenta los caudales tanto del gas, aceite y agua.

Permite trabajar diferentes concentraciones de salmuera, aceite y gas para determinar el comportamiento de la calcita y la barita antes de la precipitación al igual que el pH, el tiempo de inhibición y el comportamiento del carbonato de calcio cuando se precipita, también permite utilizar el diámetro interno de la tubería y la Longitud de está o la distancia de recorrida por el fluido.

## ANEXO D

### NORMATIVIDAD DE LAS PRUEBAS REALIZADAS EN LABORATORIO PARA INHIBIDORES DE INCRUSTACIÓN<sup>47</sup>

“NACE International fue originalmente conocida como "La Asociación Nacional de Ingenieros de Corrosión” Establecida en 1943

Las prácticas estándar NACE son:

- Métodos de selección, diseño
- Instalación u operación de un material o sistema cuando la corrosión es un factor.
- Métodos de tratamiento de la superficie de materiales para control de incrustación.
- Criterios para la operación y el mantenimiento adecuados de un sistema de control de la corrosión
- Métodos para el uso apropiado de las técnicas de control de la corrosión.
- Procedimientos para aumentar la efectividad, la seguridad y los beneficios económicos de una instalación o sistema.
- Procedimientos para el uso apropiado de un sistema de control de corrosión

---

<sup>47</sup> PETROBLOGGER.COM, BLOG SOBRE LA INDUSTRIA DEL PETRÓLEO Y GAS NATURAL NORMAS NACE – DESCRIPCIÓN Y LISTA DE STANDARDS, 14 enero, 2010

**NACE TM03741. Laboratory Screening Tests to Determine the Ability of Scale Inhibitors to Prevent the Precipitation of Calcium Sulfate and Calcium Carbonate from Solution (for Oil and Gas Production Systems).<sup>48</sup>**

“Esta norma habla de la solución de incrustación por calcio en salmueras que contienen grandes cantidades de sales de calcio, el cual forma sulfato de calcio o carbonato de calcio.

Los inhibidores de incrustación se utilizan para controlar la formación de incrustaciones, reduciendo así las dificultades de producción.

Los métodos de prueba en esta norma están diseñados para proporcionar una medida relativa y cuantitativa de la capacidad de un inhibidor de incrustaciones para prevenir la precipitación de sólidos. Se consideran como punto de partida en la evaluación del inhibidor de incrustaciones. Este método permite un modo uniforme de evaluar los resultados de las pruebas y facilita la discusión de los resultados por parte de las partes interesadas.

Los métodos de prueba en este estándar se han seleccionado como un medio para comparar la efectividad del inhibidor de incrustaciones en la prevención de la precipitación de sulfato de calcio y carbonato de calcio.

**TM0197-2010, Laboratory Screening Test to Determine the Ability of Scale Inhibitors to Prevent the Precipitation of Barium Sulfate or Strontium Sulfate, or Both, from Solution (for Oil and Gas Production Systems).<sup>49</sup>**

Esta norma trata de la solución de incrustación de sulfato de Bario y sulfato de estroncio de campos petrolíferos contienen suficiente ion sulfato en presencia de iones de bario o iones de estroncio.

La selección del mejor inhibidor de incrustaciones para una aplicación determinada a menudo sigue un largo programa de prueba. El programa generalmente comienza con la recolección de productos potencialmente útiles que luego son sometidos a un proceso de selección en el laboratorio para determinar si productos específicos o clases de productos funcionan mejor que otros.

El procedimiento de selección de laboratorio descrito se considera como punto de partida en la evaluación de inhibidores de incrustaciones. El procedimiento estandariza la recopilación de resultados de pruebas de detección para facilitar la discusión de los resultados por parte de las partes interesadas.

---

<sup>48</sup> PETROBLOGGER.COM, op. Cit.

<sup>49</sup> PETROBLOGGER.COM, op. Cit

## ANEXO E

### CÁLCULOS DE LA TABLA ANOVA EN EL DISEÑO EXPERIMENTAL

Para el desarrollo del diseño experimental se desarrolló los cálculos correspondientes para realizarla tabla Anova.

#### Cálculos

Para los cálculos de la suma de cuadrados, grados de libertad y cuadrados medios, se debe usar como referencia los datos de la tabla 11:

**Tabla 17.** Resumen de los datos para utilizar en el cálculo de cada ecuación

Neutralizador (i)	Dosificación (ppm) (j)						
	<b>20</b>	<b>Y<sub>ij</sub></b>	<b>30</b>	<b>Y<sub>ij</sub></b>	<b>40</b>	<b>Y<sub>ij</sub></b>	<b>Y<sub>i</sub></b>
Alcalino	51	84	62	127	74	150	361
	33		65		76		
Amina Primaria	73	143	73	144	74	146	433
	70		71		72		
							<b>Y</b>
<b>Y<sub>j</sub></b>		227		271		296	794

**Fuente:** elaboración propia

- **SUMA DE CUADRADOS**

#### SCA (Tratamiento Factor A “Neutralizador”)

$$SCA = \frac{1}{bn} \sum_{i=1}^a y_i^2 - \frac{y^2}{abn}$$

Donde,  
a=2  
b= 3  
n= 2

$$SCA = \frac{1}{2 * 3} (361)^2 + (433)^2 - \frac{794,2^2}{2 * 3 * 2}$$

$$SCA = 432$$

### SCB (Tratamiento Factor B “Dosificación”)

$$SCB = \frac{1}{an} \sum_{j=1}^b y_j^2 - \frac{y^2}{abn}$$

$$SCB = \frac{1}{2 * 2} (227)^2 + (271)^2 + (296)^2 - \frac{794^2}{2 * 3 * 2}$$

$$SCB = 610,2$$

Donde,

$$a=2$$

$$b=3$$

$$n=2$$

### SCAB (Fuente de Variación entre los dos Factores (Neutralizador y Dosificación))

$$SCAB = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^a \sum_{j=1}^b y_{ij}^2 - \frac{y^2}{abn} - SCA - SCB$$

$$SCAB = \frac{1}{2} [(84)^2 + (127)^2 + (150)^2 + (143)^2 + (144)^2 + (146)^2 - \frac{(794)^2}{2 * 3 * 2} - 432 - 610,2$$

Donde,

$$a=2$$

$$b=3$$

$$n=2$$

$$SCAB = 514,5$$

### SCT (Fuente de Variación entre los dos Factores)

$$SCT = \sum_{i=1}^a \sum_{j=1}^b \sum_{k=1}^n y_{ijk}^2 - \frac{y^2}{abn}$$

$$SCT = (51)^2 + (62)^2 + (74)^2 + (33)^2 + (65)^2 + (76)^2 + (73)^2 + (73)^2 + (74)^2 + (70)^2 + (71)^2 + (72)^2 - \frac{794^2}{2 * 3 * 2}$$

$$SCT = 1733,7$$

**SCE (Fuente de Variación del error)**

$$SCE = SCT - SCA - SCB - SCAB$$

$$SCE = 1733,7 - 432 - 610,2 - 514,5$$

$$SCE = 829,00$$

• **CALCULO DE CUADRADOS MEDIOS DE CADA UNO DE LOS EFECTOS DE VARIACIÓN**

Para calcular el valor de los cuadrados medios, es necesario hallar los grados de libertad de cada efecto (Factor A, factor B, Interacción AB, error y total), ya que la suma de cuadrados de cada uno se divide entre los respectivos grados de libertad.

**Tabla 18.** Calculo de grados de libertad para los cuadrados medios de cada efecto de variación

<b>Efecto</b>	<b>Grados de libertad</b>
<i>A</i>	$a - 1$
<i>B</i>	$b - 1$
Interacción <i>AB</i>	$(a - 1)(b - 1)$
Error	$ab(n - 1)$
<b>Total</b>	$abn - 1$

**Fuente:** MONTGOMERY, Diseño y análisis de experimentos, segunda edición: editorial Limusa Wiley, p.178

**Cuadrado medio factor C (neutralizador)**

$$MSA = \left( \frac{SCA}{a - 1} \right)$$

$$MSA = \left( \frac{432}{2 - 1} \right) = 432$$

**Cuadrado medio factor B (dosificación)**

$$MSB = \left( \frac{SCB}{b - 1} \right)$$

$$MSB = \left( \frac{514,5}{3-1} \right) = 305,08$$

**Cuadrado medio interacción AB (neutralizador y dosificación)**

$$MSAB = \left( \frac{SCAB}{(a-1)(b-1)} \right)$$

$$MSAB \left( \frac{514,5}{(2-1)(3-1)} \right) = 257,25$$

**Cuadrado medio del error**

$$MSE = \left( \frac{SCE}{ab(n-1)} \right)$$

$$MSE = \left( \frac{177}{2 * 3(2-1)} \right) = 29,50$$

Para probar el alcance de los dos factores y su interacción, se divide el cuadrado medio correspondiente por el cuadrado medio del error.

$$FA = \frac{MSA}{MSE} = \frac{432}{29,50} = 14,64$$

$$FB = \frac{MSB}{MSE} = \frac{305,08}{29,50} = 10,34$$

$$FAB = \frac{MSAB}{MSE} = \frac{257,25}{29,50} = 8,72$$

## ANEXO F

### CÁLCULOS DEL PRECIO DEL PRODUCTO Y PRECIO DE PRODUCCIÓN EN LA PLANTA

#### CALCULO DE LOS COSTOS DEL PRODUCTO

Para realizar los costos del producto se utilizó la siguiente ecuación

$$\text{Precio del producto} = \text{Precio por Galón} * \frac{\% \text{ materia prima}}{100}$$

El valor del precio por galón de cada materia prima se obtuvo a partir de los proveedores

**Tabla 19.** Costos materia prima del inhibidor

<b>Materia Prima</b>	<b>Composición</b>	<b>Densidad Especifica</b>	<b>Costo Materia prima por Galón</b>
			<b>US \$</b>
Inhibidor	30,0	1,360	21,43
Amina Primaria	10,5	1,020	7,01
Agua	59,5	1,000	0,08

**Fuente:** elaboración propia

#### **INHIBIDOR**

$$\text{Precio del producto} = \frac{21,43 \$}{\text{galón}} * \frac{30 \%}{100 \%} = 6,43 \frac{\$}{\text{galón}}$$

#### **NEUTRALIZADOR (AMINA PRIMARIA)**

$$\text{Precio del producto} = \frac{7,01 \$}{\text{galón}} * \frac{10,5 \%}{100 \%} = 0,74 \frac{\$}{\text{galón}}$$

#### **AGUA**

$$\text{Precio del producto} = \frac{0,08 \$}{\text{galón}} * \frac{59,5 \%}{100 \%} = 0,05 \frac{\$}{\text{galón}}$$

El total del costo de la formula por galón se calculó con la suma de cada valor de la materia prima

$$\text{Costo por galón de la formula} = \text{Costo inhibidor} + \text{costo neutralizador} + \text{costo agua}$$

$$\text{Costo por galón de la formula} = \$ 6,43 + \$ 0,74 + \$ 0,05 = \$ 7,22$$

Para el costo de producción del producto en planta para suministrar a la plataforma para su inyección se tuvo en cuenta el valor de producción, con la ecuación se halló lo que cuesta

$$\text{Costo de producción en planta} = \text{Costo por galón de la formula} + \$2,41$$

$$\text{Costo de producción en planta} = \$ 7,22 + \$2,41 = 9,63$$