

EVALUACIÓN Y SELECCIÓN DE UN INHIBIDOR MULTISCALE PARA
PREVENIR LA FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES INORGÁNICAS EN UN
CAMPO PETROLERO COLOMBIANO

CAROLINA LEÓN VANEGAS

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS
ESCUELA DE QUÍMICA
BUCARAMANGA

2012

EVALUACIÓN Y SELECCIÓN DE UN INHIBIDOR MULTISCALE PARA
PREVENIR LA FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES INORGÁNICAS EN UN
CAMPO PETROLERO COLOMBIANO

CAROLINA LEÓN VANEGAS

Trabajo de Grado para optar al título de
Química

Director

M. Sc. HERNANDO BUENDIA LOMBANA
Químico

Codirectores

Ph. D. DANIEL RICARDO MOLINA VELASCO
M. Sc. LUIS FELIPE CARRILLO MORENO
Químicos

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE CIENCIAS
ESCUELA DE QUÍMICA
BUCARAMANGA

2012

AGRADECIMIENTOS

Mi mayor agradecimiento al M. Sc. Hernando Buendia Lombana director de tesis, quien por sus acertados consejos, oportuna guía e invaluable ayuda hizo posible la realización de este proyecto.

A los codirectores del proyecto: M. Sc. Luis Felipe Carillo Moreno y Ph. D. Daniel Ricardo Molina Velasco por su interés en el proyecto, dedicación de tiempo y asesoría en el presente trabajo.

A la Escuela de Ingeniería de Petróleos por brindarme la oportunidad de desarrollar un proyecto en el área de Daño a la Formación.

A todos los profesores de la Escuela de Química por compartir sus conocimientos y servir de guía durante estos años de estudio. Sin ellos no hubiera sido posible obtener el título profesional.

A la Universidad Industrial de Santander por darme la oportunidad de pertenecer a esta Institución de Educación Superior, de la cual me siento muy orgullosa.

A mi familia por su apoyo incondicional durante toda la vida, especialmente a mis padres: Marlén Vanegas y Gerardo León. Y a mis hermanas Yaddy y Paola, quienes me dieron la fortaleza para seguir adelante en los momentos difíciles de mi vida.

A Dios todopoderoso porque sin él nada de esto hubiera sido posible.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	18
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	19
2. JUSTIFICACIÓN	21
3. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	23
3.1 OBJETIVO GENERAL	23
3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	23
4. MARCO REFERENCIAL	24
4.1 INCRUSTACIONES	24
4.1.1 Las incrustaciones (scales)	25
4.1.1.1 Incrustaciones originadas por mezclas incompatibles	28
4.1.1.2 Incrustaciones originadas por variaciones de temperatura y presión	28
4.1.1.3 Incrustaciones originadas por evaporación	28
4.1.1.4 Incrustaciones originadas por inundación con gas	29
4.1.2 Formación de incrustaciones	29
4.1.2.1 Nucleación	29
4.1.2.2 Crecimiento de los cristales	31
4.1.3 La sobresaturación como fuerza impulsora de la precipitación	33
4.1.4 Clasificación de las incrustaciones	35

4.1.5 Tipos de incrustaciones Inorgánicas	35
4.1.5.1 Carbonato de Calcio (CaCO ₃)	36
4.1.5.2 Sulfato de Calcio (CaSO ₄)	37
4.1.5.3 Sulfato de Bario (BaSO ₄)	38
4.1.5.4 Sulfato de estroncio (SrSO ₄)	39
4.1.5.5 Compuestos de hierro	40
4.1.6 Ubicación de las incrustaciones	41
4.2 MÉTODOS DE ELIMINACIÓN Y PREVENCIÓN	44
4.2.1 Métodos de eliminación	45
4.2.2 Métodos preventivos	51
4.2.2.1 Dilución	51
4.2.2.2 Inhibidores de Incrustación	51
4.3 MECANISMOS DE INHIBICIÓN	52
4.3.1 Inhibición umbral	52
4.3.2 Distorsión del cristal	52
4.3.3 Mecanismo de dispersión	53
4.4 CLASES DE INHIBIDORES	55
4.5 VIDA ÚTIL DEL INHIBIDOR	58
5. HIPÓTESIS	61
6. DISEÑO METODOLÓGICO	62
7. PRESUPUESTO	65
8. CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES	67
9. MUESTREO Y PROCEDIMIENTOS DE ANÁLISIS	69

9.1 MUESTREO	69
9.1.1 Muestras de disolventes	69
9.1.2 Muestras de Fluidos de Campo	70
9.1.3 Muestras de Roca	72
9.2 PROCEDIMIENTO DE ANÁLISIS	72
9.2.1 Caracterización Básica	72
9.2.1.1 Solubilidad	72
9.2.1.2 Densidad	72
9.2.1.3 pH	73
9.2.1.4 Índice de Refracción	73
9.2.1.5 Espectro Infrarrojo	73
9.2.1.6 Viscosidad	73
9.2.2 Eficiencia Estática	73
9.2.3 Compatibilidad Fluido-Fluido	74
9.2.3.1 Compatibilidad	74
9.2.3.2 Compatibilidad envenenando con Calcio, Hierro y Bario	75
9.2.3.3 Rompimiento de emulsiones	76
9.2.3.4 Sludge	77
9.2.3.5 Mojabilidad Visual	78
9.2.4 Pruebas Técnicas	78
9.2.4.1 Estabilidad térmica	78
9.2.4.2 Eficiencia Dinámica	79
9.2.5 Compatibilidad Fluido-Roca	84
9.2.5.1 Restauración de mojabilidad	84
9.2.5.2 Desplazamiento	84
10. RESULTADOS	87
10.1 CARACTERIZACIÓN BÁSICA	87

10.1.1 Solubilidad	87
10.1.2 Densidad	88
10.1.3 pH	88
10.1.4 Índice de Refracción	89
10.1.5 Espectro Infrarrojo	89
10.1.6 Viscosidad	89
10.2 EFICIENCIA ESTÁTICA	91
10.3 COMPATIBILIDAD FLUIDO-FLUIDO	94
10.3.1 Compatibilidad	94
10.3.2 Compatibilidad envenenando con Calcio, Hierro y Bario	95
10.3.3 Rompimiento de emulsiones	96
10.3.4 Sludge	98
10.3.5 Mojabilidad Visual	100
10.4 PRUEBAS TECNICAS	100
10.4.1 Estabilidad Térmica	100
10.5 COMPATIBILIDAD FLUIDO-ROCA	116
11. DIVULGACIÓN DE RESULTADOS	123
12. CONCLUSIONES	124
BIBLIOGRAFÍA	126
ANEXOS	128

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Formación de incrustaciones dentro de la tubería.	24
Figura 2. Solubilidad de minerales en función de la temperatura.	26
Figura 3. Efecto de la temperatura en la solubilidad del carbonato de calcio.	26
Figura 4. Efecto de la presión en la solubilidad del sulfato de Bario, a diferentes temperaturas.	27
Figura 5. Etapas de la nucleación homogénea.	30
Figura 6. Etapas de la nucleación heterogénea.	31
Figura 7. Velocidad de crecimiento de los cristales asociada al cambio de turbidez en la solución.	32
Figura 8. Ubicación de incrustaciones inorgánicas en una tubería de producción	43
Figura 9. Formación de un compuesto de quelato de bario y EDTA.	47
Figura 10. Efecto de distintos chorros de agua en una tubería que presenta formación de incrustaciones.	48
Figura 11. Partículas empleadas para la limpieza de las tuberías.	49
Figura 12. Vista microscópica del abrasivo Sterling Beads.	50
Figura 13. Mecanismo de distorsión.	53
Figura 14. Mecanismo de dispersión.	54
Figura 15. Principales mecanismo para el control de incrustaciones químicas Dispersión, Inhibición umbral y modificación del cristal.	54
Figura 16. Estructura del Ácido dietilentriamino pentametileno fosfónico (DETPMP).	55
Figura 17. Estructura del ácido fosfino-Policarboxílico (PPCA).	56
Figura 18. Estructura del ácido amino-trimetileno- fosfónico (ATMP).	56

Figura 19. Estructura del Polivinilsulfonato de Sodio (PVS).	57
Figura 20. Estructura del Poliaspartato de sodio (PAsp).	57
Figura 21. Retención del inhibidor en la formación por Adsorción o precipitación.	59
Figura 22. Metodología General de la Investigación.	62
Figura 23. Solubilidad de los Inhibidores en agua de formación.	87
Figura 24. Desviación de la densidad de los Inhibidores respecto a la MSDS.	88
Figura 25. Desviación del pH de los Inhibidores respecto a la MSDS.	89
Figura 26. Prueba de eficiencia estática a 50 ppm del inhibidor I y III	92
Figura 27. Aspecto del precipitado del Inhibidor II en la prueba de eficiencia estática a 50 ppm.	93
Figura 28. Aspecto del precipitado del Inhibidor III en la prueba de eficiencia estática a 5 ppm.	93
Figura 29. Resultados del rompimiento de las emulsiones en la proporción 25-75 Inhibidor- Crudo NXW.	96
Figura 30. Resultados del rompimiento de las emulsiones en la proporción 50-50 Inhibidor- Crudo NXW.	97
Figura 31. Resultados del rompimiento de las emulsiones en la proporción 75-25 Inhibidor- Crudo NXW.	97
Figura 32. Prueba de Sludge con el inhibidor III.	99
Figura 33. Prueba de Sludge con el inhibidor I.	99
Figura 34. Prueba de Sludge con el inhibidor II.	100
Figura 35. Diferencial de presión en función del tiempo para el inhibidor II, a 20 ppm, 3000 Psi y 120°C.	101
Figura 36. Diferencial de presión en función del tiempo para el inhibidor II, a 20 ppm, 3000 Psi y 120°C.	102
Figura 37. Diferencial de presión en función del tiempo para el inhibidor II, a 10 ppm, 1500 Psi y 120°C.	103
Figura 38. Diferencial de presión en función del tiempo para el inhibidor II, a 5 ppm, 1500 Psi y 120°C.	104

Figura 39. Diferencial de presión en función del tiempo para el inhibidor III, a la concentración de 20 ppm, 1500 Psi y 120°C.	105
Figura 40. Diferencial de presión en función del tiempo para el inhibidor III, a la concentración de 10 ppm, 1500 Psi y 120°C.	106
Figura 41. Diferencial de presión en función del tiempo para el inhibidor III, a la concentración de 5 ppm, 1500 Psi y 120°C.	107
Figura 42. Diferencial de presión en función del tiempo para el inhibidor I, a 20 ppm, 1500 Psi y 120°C.	108
Figura 43. Diferencial de presión en función del tiempo para el inhibidor I, a 10 ppm, 1500 Psi y 120°C.	109
Figura 44. Diferencial de presión en función del tiempo para el inhibidor I, a 7 ppm, 1500 Psi y 120°C.	110
Figura 45. Diferencial de presión en función del tiempo para el inhibidor I, a 6 ppm, 1500 Psi y 120°C.	111
Figura 46. Diferencial de presión en función del tiempo para el inhibidor I, a 5 ppm, 1500 Psi y 120°C.	112
Figura 47. Diferencial de presión en función del tiempo para el inhibidor I a 2 ppm, 1500 Psi y 120°C.	113
Figura 48. Diferencial de presión en función del tiempo para el inhibidor I, a 7 ppm, 1500 Psi y 110°C.	114
Figura 49. Diferencial de presión en función del tiempo para el inhibidor I, a 6 ppm, 1500 Psi y 110°C.	115
Figura 50. Diferencial de presión promedio en función del volumen poroso para los ciclos de crudo y salmuera desplazados.	119
Figura 51. Diferencial de presión en función del volumen poroso para el desplazamiento de 1500 Vp de salmuera.	121

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Tipos de incrustaciones inorgánicas más comunes y principales variables que afectan su solubilidad.	35
Tabla 2. Inventario de productos.	69
Tabla 3. Muestras de fluidos de campo.	70
Tabla 4. Análisis fisicoquímico del agua del pozo NXW.	71
Tabla 5. Análisis original del agua de formación NXW.	71
Tabla 6. Propiedades petrofísicas de las muestras a desplazar.	72
Tabla 7. Concentración de las salmueras para la prueba de MIC en el equipo Coil Tubing System.	80
Tabla 8. Mediciones realizadas para la caracterización de las salmueras.	81
Tabla 9. Caracterización de la mezcla de salmueras y determinación del tiempo de precipitación.	81
Tabla 10. Variación del diferencial de presión con el tiempo, en función del pH.	82
Tabla 11. Protocolo de desplazamiento para el Inhibidor seleccionado.	85
Tabla 12. Resultados de la etapa de caracterización básica.	90
Tabla 13. Resultados de la viscosidad.	90
Tabla 14. Resultados de la prueba de eficiencia estática.	91
Tabla 15. Resultados de la prueba de compatibilidad con los fluidos del pozo NXW.	94
Tabla 16. Resultados de la prueba de compatibilidad con los fluidos del pozo NXW envenenados con Calcio, Hierro y Bario.	95
Tabla 17. Resultados de la prueba de eficiencia dinámica.	116
Tabla 18. Diferencial de presión y caudal para los 4 ciclos de crudo-salmuera.	116

Tabla 19. Comparación de los diferenciales de presión obtenidos a caudal de 1 cm ³ /min.	117
Tabla 20. Diferencial de presión y caudal para los ciclos 5 y final de crudo.	118

LISTA DE ANEXOS

	pág.
ANEXO A.Espectro Infrarrojo de los inhibidores en la etapa de caracterización básica	129
ANEXO B.Espectro Infrarrojo de los inhibidores antes y después de la prueba de estabilidad térmica.	131

RESUMEN

TÍTULO: EVALUACIÓN Y SELECCIÓN DE UN INHIBIDOR MULTISCALE PARA PREVENIR LA FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES INORGÁNICAS EN UN CAMPO PETROLERO COLOMBIANO.*

AUTOR: Carolina León Vanegas**

Palabras Claves:

Incrustaciones inorgánicas, pruebas de compatibilidad, daño a la formación, precipitación de escamas, tratamiento squeeze, Concentración Mínima de Inhibidor (MIC), estándares internacionales de pruebas.

DESCRIPCIÓN

El presente trabajo consistió en evaluar y seleccionar el mejor inhibidor de incrustaciones disponible comercialmente en el País para la aplicación de un tratamiento squeeze en fondo de pozo. Para la selección del inhibidor se realizaron pruebas de compatibilidad entre cada inhibidor, los fluidos y la roca de la formación. También se realizaron pruebas técnicas que permitieron determinar la concentración mínima de inhibidor (MIC) y su estabilidad térmica a condiciones dinámicas y de yacimiento. Mediante las pruebas realizadas a nivel de laboratorio se pudo establecer que el inhibidor seleccionado es compatible con el yacimiento por lo tanto no causa daño a la formación al ser inyectado en el pozo. Los resultados obtenidos permitieron escoger a uno de los tres inhibidores evaluados y calificarlo como apto para inyección por squeeze en un campo petrolero que presenta evidencias de problemas de daño a la formación por precipitación de incrustaciones inorgánicas de carbonato de calcio y sulfato de bario. Las pruebas fueron realizadas con base en las normas internacionales API RP-42 de 1990, API RP-40 de 1998 y NACE TM0374 de 1990 en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación de la Escuela de Ingeniería de Petróleos, ubicado en el Parque Tecnológico de Guatiguará Piedecuesta.

* **Proyecto de Grado.**

** **Facultad de Ciencias. Escuela de Química. Director: M. Sc. Hernando Buendía Lombana. Codirectores: M. Sc. Luis Felipe Carrillo Moreno y Ph. D. Daniel Ricardo Molina Velasco**

SUMMARY

TITLE: EVALUATION AND SELECTION OF A MULTISCALE INHIBITOR TO PREVENT INORGANIC SCALES FORMATION IN A WELLBORE OF A COLOMBIAN PETROLEUM FIELD.*

AUTHOR: Carolina León Vanegas**

Keywords:

Inorganic scales, compatibility testing, formation damage, scales precipitation, squeeze injection, Minimum Inhibitor Concentration (MIC), international testing standards.

DESCRIPTION

The following work present the evaluation and selection of the best scale inhibitor among the scales inhibitors available in Colombia in order to be applied through a squeeze injection inside the wellbore in a Colombian petroleum field. For selecting the scales inhibitor different tests were executed: the first group was the compatibility tests: inhibitor – inhibitor compatibility test and inhibitor – formation compatibility test, the second group of tests was the technical testing which allowed to determine the Minimum Inhibitor Concentration (MIC) and the inhibitor thermal stability under dynamic conditions and as well as under the reservoir operation conditions. Later, the laboratory testing allowed selecting the inhibitor which is compatible to the reservoir so that it will not cause formation damage (positives skin factor values) during its injection to the formation.

Three different inhibitors were taken up to testing and the results lead to the one which is qualified to be used in a squeeze injection in the selected oil wellbore so that it can be applied later to the field which had presented lots of operational problems due to the formation damages generated by the inorganics scales formation and precipitation such as calcium carbonate and barium sulfate.

The testing was executed under the standards of the American Petroleum Institute Recommended Practices: API RP – 42 from 1990 and API RP – 40 from 1998, and the National Association of Corrosion Engineers standards specified in NACE TM0374 from 1990. All the tests were taken at the Petrophysical Analysis and Formation Damage Laboratory (UIS Petroleum School Laboratories, Parque Tecnológico de Guatiguará, Piedecuesta).

* Degree Project.

**Sciences Faculty. Chemistry School. Director: M. Sc. Ing. Hernando Buendia Lombana.
Codirectors: M. Sc. Luis Felipe Carrillo Moreno and Ph. D. Daniel Ricardo Molina Velasco

INTRODUCCIÓN

En este proyecto de investigación se describe una metodología para la evaluación de inhibidores de incrustación, la cual permite seleccionar el mejor inhibidor para ser inyectado en la formación de interés. Para este propósito se inició con una caracterización básica de los inhibidores como criterio de control de calidad. Seguidamente se realizaron diferentes pruebas con el fin de establecer la compatibilidad de los inhibidores con crudo, arena y agua de la formación. Posteriormente se determinó la eficiencia de los inhibidores mediante la realización de pruebas técnicas que simulaban las condiciones del yacimiento. Y finalmente se seleccionó el mejor inhibidor, de acuerdo a los resultados de las pruebas anteriores para determinar la compatibilidad de éste con la roca de la formación mediante desplazamiento dinámico fluido-roca.

1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La formación de incrustaciones inorgánicas constituye un grave problema para la industria del petróleo y gas durante la producción de los fluidos del pozo. Las incrustaciones pueden depositarse sobre cualquier superficie, de manera que una vez que se forman los primeros cristales, estos continúan creciendo, formando una capa cada vez más gruesa a menos que sean tratados. Pueden ocasionar un bloqueo en la región cercana al pozo de perforación, o en el mismo pozo, causando daño a la formación y pérdida de productividad del pozo. También se pueden depositar sobre los equipos de superficie causando su mal funcionamiento o pueden aparecer en cualquier parte a lo largo de los tubos de producción, reduciendo el diámetro interno y bloqueando el flujo, e incluso pueden formarse en las plantas de tratamiento.^[1]

Las consecuencias de los depósitos de incrustaciones son: disminución de la producción, problemas con la inyección de agua, restricción en el flujo, trabajos de reacondicionamiento de pozos debido a reducción en la producción, reparación y mantenimiento de los equipos de superficie, y consumo de aditivos químicos para la limpieza de los equipos incrustados.^[2]

Los efectos que provocan las incrustaciones pueden resultar dramáticos e inmediatos. Cualquiera que sea la forma de precipitación, el flujo se reduce a tal punto que puede producirse el abandono del pozo. Por tanto, los costos por la formación de incrustaciones son muy significativos, y la solución a este tipo de problemas le cuesta a la industria cientos de millones de dólares por año en términos de mantenimiento y pérdidas de producción cuando se deja de extraer crudo.^[3]

El costo directo de remover las incrustaciones de un pozo puede alcanzar los 250.000 dólares, más el costo de la producción diferida, que resulta aún más elevado. Por todo lo anterior, es mejor prevenir la formación de incrustaciones, manteniendo los pozos productores en buen estado, lo cual constituye la forma más eficiente de producir hidrocarburos. ^[4]^[5]

2. JUSTIFICACIÓN

Las incrustaciones constituyen uno de los tres mayores problemas de la producción por esto se requiere su estudio para poder determinar la mejor estrategia de tratamiento. ^[1]

Los sistemas de remoción de incrustaciones comprenden métodos químicos y mecánicos. ^{[3][5]} El primer sistema utilizado generalmente es la remoción de incrustaciones con productos químicos debido a que es más económico, principalmente cuando las incrustaciones no son de fácil acceso o se encuentran en lugares donde los métodos mecánicos de limpieza son poco efectivos o resulta muy costoso transportarlos. ^[5] De los métodos químicos empleados para remover y/o prevenir los depósitos de incrustaciones: acidificación, aplicación de agentes quelantes e inhibidores de incrustación, los más usados son los inhibidores de incrustaciones debido a que actúan en un proceso umbral que requiere pequeñas concentraciones de inhibidor permitiendo una mejor economía en el tratamiento. Los métodos de quelación tienen la desventaja de que pueden resultar costosos e ineficientes, mientras que los métodos de acidificación pueden ocasionar problemas de corrosión. ^[2]

El método más práctico y eficiente para el control de incrustaciones es evitar su formación por inhibición química usando inhibidores de incrustaciones tales como polifosfatos, ésteres de fosfato, fosfonatos y polímeros. En la actualidad no hay una teoría o modelo válido para predecir el inhibidor adecuado y su dosis efectiva por tanto son requeridas pruebas estáticas, dinámicas y técnicas del inhibidor bajo condiciones específicas en el laboratorio.

Con base en lo anterior se propone este trabajo de Investigación, el cual será realizado en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos y Daño a la Formación de la

Escuela de Ingeniería de Petróleos ubicado en el Parque Tecnológico de Guatiguará Piedecuesta.

El presente trabajo consiste en evaluar y seleccionar el mejor inhibidor de incrustaciones disponible comercialmente en el país, para aplicación potencial en fondo de pozo (squeeze) en un campo petrolero que presenta evidencias de problemas de daño a la formación por precipitación de incrustaciones inorgánicas de carbonato de calcio y sulfato de bario.

3. OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

3.1 OBJETIVO GENERAL

Seleccionar el inhibidor más eficiente para prevenir y reducir la formación de incrustaciones de CaCO_3 y BaSO_4 para aplicación mediante squeeze en un campo petrolero colombiano.

3.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- ✓ Realizar caracterización básica a los inhibidores, con el propósito de establecer un control de calidad a los productos recibidos.
- ✓ Evaluar la compatibilidad de los inhibidores con los fluidos y arena de la formación.
- ✓ Determinar la estabilidad térmica de los inhibidores a la temperatura de fondo de pozo.
- ✓ Determinar la concentración mínima de cada inhibidor (MIC), a condiciones dinámicas y de yacimiento.
- ✓ Evaluar la compatibilidad del inhibidor seleccionado mediante pruebas de desplazamiento Fluido-Roca

4. MARCO REFERENCIAL

4.1 INCRUSTACIONES

Generalmente, se definen como depósitos de minerales inorgánicos insolubles. ^[6] Las incrustaciones inorgánicas son precipitados químicos capaces de “viajar” en suspensión en el agua (en menor medida en los hidrocarburos) y adherirse a las superficies metálicas o rocosas. ^[7] Una vez adheridas forman una capa densa y fuertemente compacta con estructura cristalina definida (total o parcialmente) o bien amorfa. ^[3] ^[8] La figura 1 muestra el estado de una tubería debido a la formación de depósitos de incrustaciones inorgánicas.

Figura 1. Formación de incrustaciones dentro de la tubería.



Fuente: CRABTREE, Mike, *et al.* La lucha contra las incrustaciones - Remoción y prevención. Oilfield Review, Halliburton 1999.

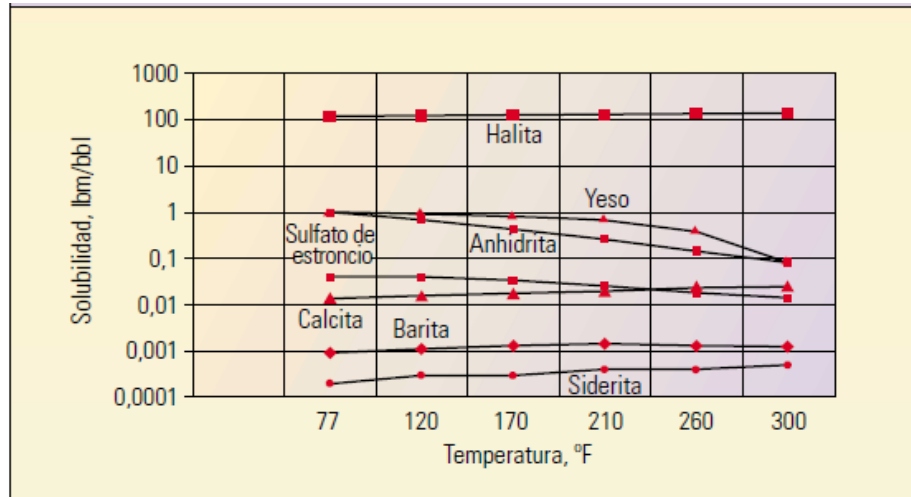
4.1.1 Las incrustaciones (scales) se originan por procesos mediante los cuales se forman depósitos de compuestos inorgánicos, a partir de soluciones acuosas de minerales, conocidas como salmueras. Se originan como resultado de la alteración del estado de equilibrio termodinámico y químico. ^[4]

La formación de las incrustaciones comienza cuando se perturba el estado de cualquier fluido natural de forma tal que se excede el límite de solubilidad de uno o más de sus componentes. ^[5]

La solubilidad de los minerales en sí misma tiene una complicada dependencia con respecto a la temperatura y presión. Por lo general, un incremento de la temperatura provoca el aumento de la solubilidad de un mineral en el agua: más iones se disuelven a temperaturas más elevadas. La Figura 2 muestra el efecto de la temperatura en la solubilidad de algunos minerales. ^[5]

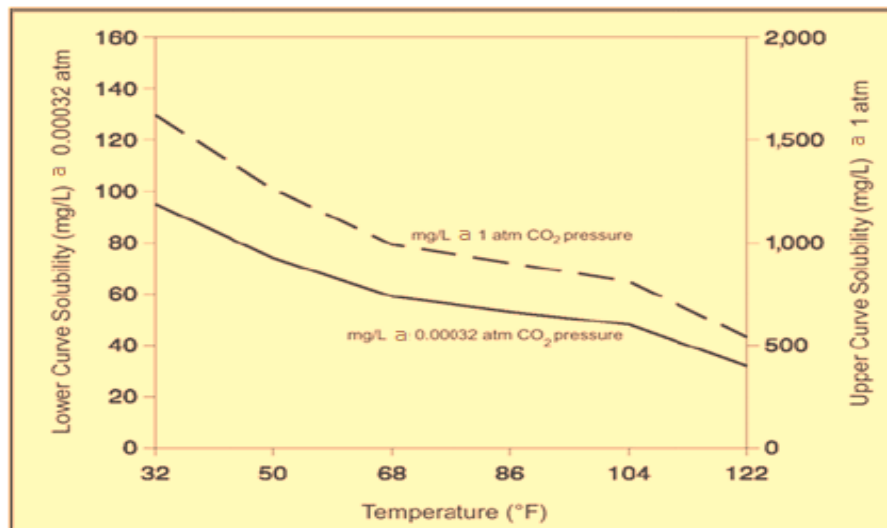
No todos los minerales se ajustan a la tendencia típica de la temperatura; por ejemplo, el carbonato de calcio presenta la tendencia inversa, es decir que la solubilidad en agua aumenta cuando las temperaturas disminuyen. La Figura 3 muestra el efecto de la temperatura en la solubilidad del carbonato de calcio. ^[5]

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



Fuente: CRABTREE, Mike, *et al.* La lucha contra las incrustaciones - Remoción y prevención. Oilfield Review. Halliburton, 1999.

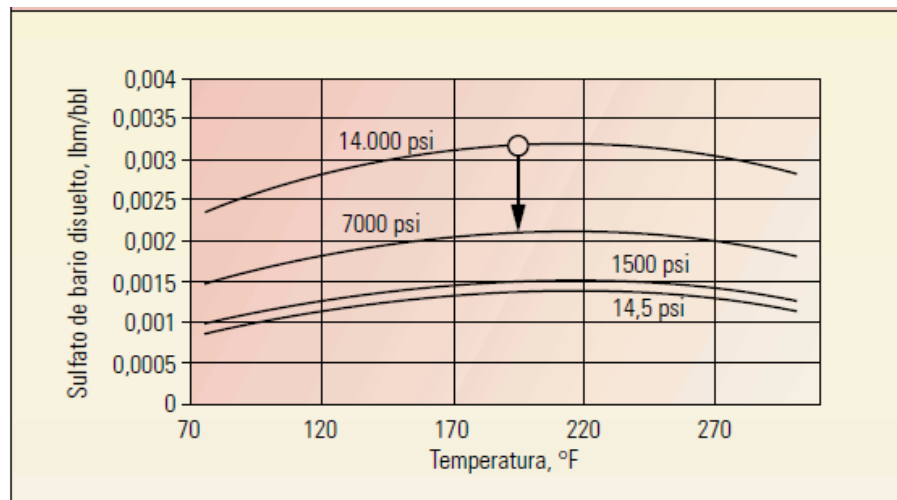
Figura 3. Efecto de la temperatura en la solubilidad del carbonato de calcio.



Fuente: JINES, José Luis. Uso del tubo de diálisis en el diseño de tratamiento antiescala en el pozo SA 110 del campo sachá en distrito amazónico ecuatoriano. Trabajo de grado previo a la obtención del Título de: Ingeniero en Petróleo. Escuela Superior Politécnica del litoral. Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, 2010.

En forma similar, al descender la presión, la solubilidad tiende a disminuir y, como regla general, la solubilidad de la mayoría de los minerales disminuye en un factor de dos por cada 7000 psi de disminución de la presión. La Figura 4 muestra el efecto que tiene la presión en la solubilidad del sulfato de bario a diferentes temperaturas. [5]

Figura 4. Efecto de la presión en la solubilidad del sulfato de Bario, a diferentes temperaturas.



Fuente: CRABTREE, Mike, *et al.* La lucha contra las incrustaciones - Remoción y prevención. Oilfield Review. Halliburton, 1999.

Una complejidad adicional es la solubilidad de los minerales de carbonatos en presencia de gases ácidos, como el dióxido de carbono [CO₂] y el ácido sulfhídrico [H₂S]. La solubilidad de los carbonatos aumenta a medida que disminuye la acidez del fluido. Por tanto, el agua de formación, al estar en contacto con la roca carbónica y los gases ácidos, puede ser rica en carbonatos disueltos y a medida que se produce petróleo disminuye la presión, por tanto el CO₂ deja la fase acuosa provocando el aumento del pH, que conduce a la formación de incrustaciones calcáreas. [3] [5]

En general el punto de partida para la formación de las incrustaciones puede ser un cambio de temperatura o de presión, la liberación de un gas, una modificación del pH, el contacto entre aguas incompatibles, etc., dando lugar a cambios en la composición del fluido del yacimiento. ^[8]

4.1.1.1 Incrustaciones originadas por mezclas incompatibles. La mezcla de aguas incompatibles provenientes de la inyección y la formación puede provocar el desarrollo de incrustaciones. Con frecuencia se inyecta agua de mar o agua dulce en los yacimientos, durante las operaciones de recuperación secundaria para aumentar la producción de crudo suministrando energía al yacimiento. El agua de mar es rica en aniones SO_4^{-2} con concentraciones que en muchos casos superan los 2000 mg/L, mientras que el agua de formación es rica en cationes Ca^{+2} y Ba^{+2} . La mezcla de estos iones en la matriz cercana al pozo produce sales con concentraciones que superan los límites de solubilidad de los sulfatos. El sulfato de calcio (CaSO_4) se desarrolla en formaciones de calcáreos, mientras que el sulfato de bario (BaSO_4) y el sulfato de estroncio (SrSO_4) se encuentran en formaciones de areniscas. Por su parte el agua dulce es rica en aniones CO_3^{2-} que al mezclarse con agua de formación produce sales de carbonato de calcio (CaCO_3) o carbonato de bario (BaCO_3), dependiendo de la concentración de cationes en la formación. ^{[5] [9] [10]}

4.1.1.2 Incrustaciones originadas por variaciones de temperatura y presión. El fluido de un yacimiento experimenta cambios de temperatura y presión durante la producción. Si estos cambios modifican la composición del fluido de modo tal que se supere el límite de solubilidad de un mineral, éste precipita en forma de incrustaciones minerales: este fenómeno recibe el nombre de autosedimentación o autoincrustación. ^{[5] [9] [10]}

4.1.1.3 Incrustaciones originadas por evaporación. A medida que disminuye la presión en las tuberías de producción, el volumen de gas de hidrocarburo se

expande y la fase acuosa que todavía se encuentra a elevada temperatura se evapora, produciendo una concentración de iones disueltos en el agua restante, que si supera el límite de solubilidad del mineral da lugar a incrustaciones. ^{[5][9][10]}

4.1.1.4 Incrustaciones originadas por inundación con gas. Otro método de recuperación secundaria del crudo consiste en la inundación del yacimiento con dióxido de carbono. El agua que contiene este gas disuelto se vuelve ácida y disuelve la calcita del yacimiento. Al ascender a la superficie, la caída de presión puede provocar que el dióxido de carbono se separe de la solución y precipiten residuos carbónicos, dando lugar a una disminución adicional de la presión que conduce a más precipitaciones. ^{[5][9][10]}

4.1.2 Formación de incrustaciones. El proceso de formación de las incrustaciones tiene lugar en dos etapas, las cuales son: nucleación y crecimiento de los cristales. ^[5]

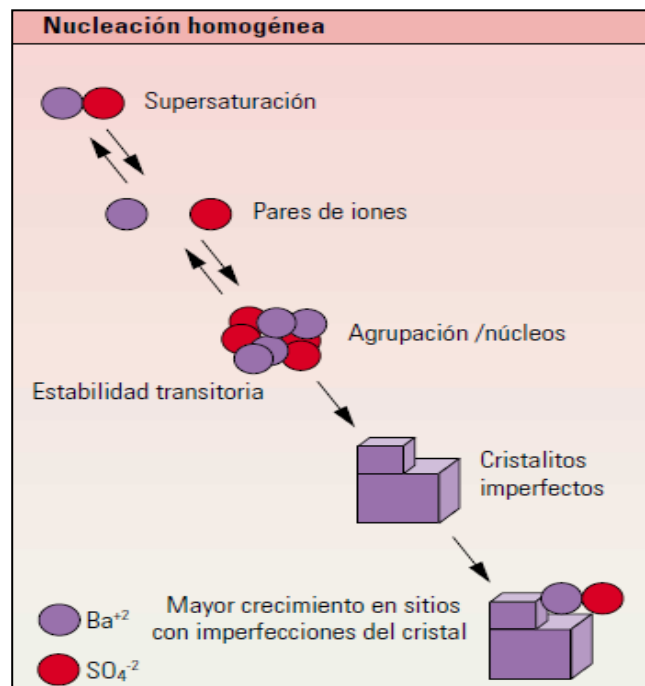
4.1.2.1 Nucleación. El proceso se inicia con la asociación de iones formando pares y agrupaciones moleculares inestables que constituyen pequeños cristales individuales. A su vez estos cristales forman agregados y crecen dando lugar a núcleos, que si superan un tamaño crítico, llegan a ser estables dando inicio a la fase de nucleación. Existen dos tipos de nucleación: homogénea y heterogénea. ^[8]
^[9]

✓ **Nucleación Homogénea.** La nucleación homogénea, es aquella que se produce en fase uniforme, en ausencia de cristales y de cualquier otra heterogeneidad. El primer desarrollo dentro de un fluido saturado es una formación de grupos de átomos inestables, proceso denominado nucleación homogénea. Los grupos de átomos forman pequeños cristales (semillero de cristales) provocados por fluctuaciones locales en el equilibrio de la concentración

de iones en las soluciones sobresaturadas. La Figura 5 muestra las etapas de formación de incrustaciones mediante nucleación homogénea. [5]

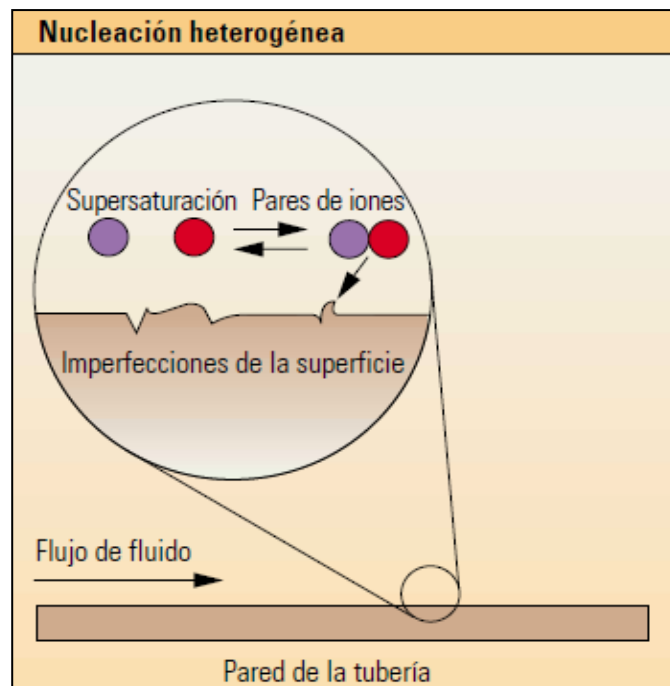
✓ **Nucleación Heterogénea.** La nucleación heterogénea, es la nucleación debida al contacto con otros cristales ya formados e incluso con las paredes de las tuberías en contacto con el líquido. El crecimiento de cristales en este caso tiende a iniciarse sobre una superficie preexistente de límite de fluidos. Los sitios en que se produce la nucleación heterogénea incluyen los defectos en las superficies, como las asperezas en la superficie de los tubos o cañoneos en las tuberías cortas de producción, o incluso en las juntas y las costuras de las tuberías de producción y en los tubos de conducción. La Figura 6 muestra las etapas de formación de incrustaciones mediante nucleación heterogénea. [5] [8] [9]

Figura 5. Etapas de la nucleación homogénea.



Fuente: CRABTREE, Mike, *et al.* La lucha contra las incrustaciones - Remoción y prevención. Oilfield Review. Halliburton, 1999.

Figura 6. Etapas de la nucleación heterogénea.



Fuente: CRABTREE, Mike, *et al.* La lucha contra las incrustaciones - Remoción y prevención. Oilfield Review. Halliburton, 1999.

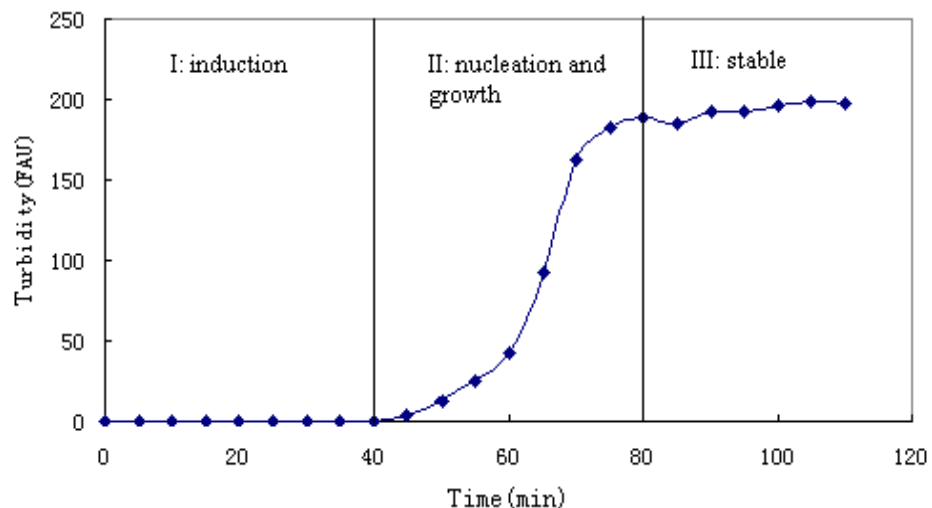
4.1.2.2 Crecimiento de los cristales. Es el proceso de crecimiento de un núcleo cristalino hasta tamaño macroscópico. Generalmente el crecimiento de los cristales se produce sobre una superficie sólida debido a factores termodinámicos. Una vez formados, los cristales crecen por adsorción de iones en las zonas preferenciales, particularmente sobre las imperfecciones de la superficie de los mismos. La energía necesaria para que el cristal crezca proviene de una reducción de la energía libre superficial del cristal, que disminuye rápidamente a medida que aumenta el radio, una vez superado un cierto radio crítico. De este modo los cristales grandes tienden al continuo crecimiento, mientras que los cristales pequeños pueden redisolverse. Por lo tanto, dado un cierto grado de sobresaturación, la formación de cualquier semillero de cristales va a favorecer el

aumento del crecimiento de incrustaciones minerales. El semillero de cristales, de hecho, actúa como un catalizador de la formación de incrustaciones. [5] [8] [9] [11]

El proceso global de crecimiento de cristales consta de dos etapas en serie: difusional (cinética homogénea), que se refiere a la difusión del soluto a través de la fase líquida hasta alcanzar la superficie del cristal, y la interfacial (cinética de procesos heterogéneos), que se refiere a la integración y organización del soluto dentro de la red cristalina por adsorción o reacción en la interfase sólido-líquido. La velocidad de crecimiento de los cristales está controlada por un proceso interfacial sólido-líquido más que por la difusión global del soluto. [5] [8] [9] [11]

El proceso de nucleación y crecimiento también puede ser descrito por los cambios de turbidez en la solución. La turbidez en la solución se presentan en tres fases: (I) iniciación, (II) nucleación y crecimiento y (III) fase estable. (Ver figura 7).

Figura 7. Velocidad de crecimiento de los cristales asociada al cambio de turbidez en la solución.



Fuente: CHEN, T.; NEVILLE, A.; YUAN, M. Efecto de la combinación de los inhibidores DETPMP y PPCA sobre la formación de incrustaciones de CaCO_3 . En: SPE. Mayo 2004.

De acuerdo con la figura 7, en la fase de inicio la turbidez en la solución es de 0 FAU debido a que no se forma precipitado durante este período. En la fase de nucleación y crecimiento, la turbidez en la solución aumenta rápidamente ya que el núcleo se forma en este período y luego crece, contribuyendo al rápido aumento de la turbidez. En la fase estable, el crecimiento de los cristales disminuye y casi se detiene debido a la reducción de la sobresaturación en la solución.

4.1.3 La sobresaturación como fuerza impulsora de la precipitación. La sobresaturación es la principal fuerza que favorece el crecimiento cristalino y la nucleación. Se produce debido al incremento de las concentraciones de las especies por efecto de los choques intermoleculares entre iones, incremento de temperatura y presión. ^{[3] [7]}

Ordenes de sobresaturación bajos, significan bajas velocidades de precipitación (largos tiempos para llegar al equilibrio). Se debe tener en cuenta que cualquier cambio brusco local de presión y/o temperatura puede llevar a niveles de sobresaturación altos (riesgo de precipitación espontánea). ^{[3] [7]}

El número de núcleos de cristales formados durante la cristalización y la velocidad de crecimiento de los mismos depende principalmente de:

- ✓ El nivel de sobresaturación

- ✓ La temperatura (aumenta la velocidad de choques intermoleculares).

- ✓ La heterogeneidad del sistema que cristaliza. A altos niveles de sobresaturación, la velocidad de crecimiento de la incrustación puede ser muy alta, mientras que a bajos niveles puede no ocurrir precipitación. ^{[3] [7]}

Las reacciones de cristalización tales como la precipitación del CaCO_3 para formar incrustaciones incluyen tres etapas: formación inicial del cristal (o clustering), nucleación (asociación entre cristales), descrita anteriormente y crecimiento del cristal usualmente sobre una superficie sólida con fenómenos de adherencia involucradas. En una solución pura de carbonatos (CO_3^{-2}) y Calcio (Ca^{+2}) las reacciones que pueden originarse son:^{[3] [7]}

✓ Colisiones entre iones en solución, algunas resultan en racimos (clústeres) de iones cuya frecuencia es función directa de la temperatura y la concentración de especies.^{[3] [7]}

✓ La fase sólida (clústeres de CaCO_3) continua colisionando con las moléculas disueltas, algunos pueden disolverse y otros crecer a expensas de los iones en solución.^{[3] [7]}

✓ Los clústeres alcanzan un tamaño crítico y se forma un núcleo estable, se ha superado la barrera de energía y comienza el crecimiento espontáneo porque el núcleo provee un sustrato para sucesivos crecimientos.^{[3] [7]}

✓ El cristal crece y se forma el precipitado. Estas son etapas cinéticas que deben superarse lo cual no implica que se forme la incrustación, esta se logra únicamente si se produce adherencia y condiciones fluidodinámicas favorables.^{[3] [7]}

Esta serie de etapas comprende una alta barrera de energía la cual debe ser superada por la fuerza de empuje de la sobresaturación y el efecto de la temperatura que incrementa las colisiones. La barrera de energía de reacción disminuye cuando el grado de sobresaturación aumenta y con ello la probabilidad de precipitación.^{[3] [7]}

4.1.4 Clasificación de las incrustaciones. Según el fluido que les da origen, las incrustaciones pueden clasificarse en: ^[12]

- ✓ Incrustaciones inorgánicas (provenientes del agua)
- ✓ Incrustaciones orgánicas (provenientes de los hidrocarburos) ^[12]

Para el presente proyecto, son de interés únicamente las incrustaciones inorgánicas, por esa razón solo se va a enfatizar en estas, y cuando se mencione en el texto el término de incrustación(es), se aclara que se refiere a las provenientes del agua.

4.1.5 Tipos de incrustaciones Inorgánicas. De las diversas incrustaciones formadas por el agua, solo un pequeño grupo son comúnmente encontradas en las salmueras de los campos petroleros. En la Tabla 1 se muestran los tipos de incrustaciones inorgánicas más frecuentes en los campos de crudo, junto con las variables primarias que afectan su solubilidad. ^{[13][14]}

Tabla 1. Tipos de incrustaciones inorgánicas más comunes y principales variables que afectan su solubilidad.

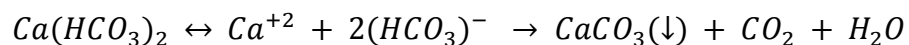
NOMBRE	FORMULA QUIMICA	VARIABLES PRIMARIAS
Carbonato de calcio	CaCO ₃	Efecto de la presión parcial de CO ₂ , pH, Temperatura, Presión Total, Sólidos disueltos totales
Sulfato de Calcio		
Yeso (el más común)	CaSO ₄ · 2H ₂ O	Temperatura, sólidos disueltos totales, presión
Hemi-Hidrato	CaSO ₄ · ½ H ₂ O	
Anhidrita (deshidratado)	CaSO ₄	
Sulfato de Bario	BaSO ₄	Temperatura, sólidos disueltos totales, presión

Tabla 1 (Continuación)

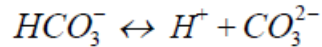
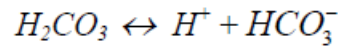
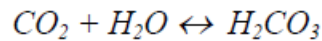
Sulfato de Estroncio	SrSO4	Temperatura, sólidos disueltos totales, presión
Compuestos de hierro		
Carbonato ferroso	FeCO3	Gases disueltos, corrosión, temperatura, presión, pH
Sulfuro ferroso	FeS	
Hidróxido ferroso	Fe(OH)2	
Hidróxido Férrico	Fe(OH)3	
Oxido Férrico	Fe2O3	

Fuente: JINES, Jose Luis. Uso del tubo de diálisis en el diseño de tratamiento antiescala en el pozo SA 110 del campo sachá en distrito amazónico ecuatoriano. Trabajo de grado previo a la obtención del Título de: Ingeniero en Petróleo. Escuela Superior Politécnica del litoral. Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, 2010.

4.1.5.1 Carbonato de Calcio (CaCO₃). Las incrustaciones de carbonato de calcio pueden formarse principalmente por la descomposición térmica (en ausencia de dióxido de carbono) de la especie bicarbonato de calcio, como se indica a continuación: ^[12]



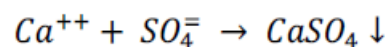
El carbonato cálcico es uno de los principales componentes causantes de incrustaciones, debido a que el agua de formación es rica en iones de calcio (Ca²⁺) y en especies carbónicas como dióxido de carbono (CO₂), iones de carbonatos (CO₃²⁻) y de bicarbonatos (HCO₃⁻). La formación de carbonatos se asocia a cambios de pH en el proceso de extracción, debido al dióxido de carbono en equilibrio con los carbonatos y bicarbonatos del agua de la disolución acuosa del carbonato. Los equilibrios de disociación son los siguientes: ^[8]



Entre las causas de formación de incrustaciones de $CaCO_3$ se tienen las siguientes:^{[12] [13]}

- a) La cantidad de CO_2 presente en el agua afecta el pH del agua y la solubilidad del carbonato de calcio. Al aumentar el pH, lo más probable es que ocurra precipitación.^{[12] [13]}
- b) El incremento de la presión incrementa la presión parcial del CO_2 e incrementa la solubilidad del $CaCO_3$ en el agua.^{[12] [13]}
- c) Contrario al comportamiento de muchos minerales, el carbonato de calcio llega a ser menos soluble con el incremento de la temperatura. Aquí, el agua que no sea incrustante en la superficie puede ocasionar la formación de incrustación en un pozo reinyector si la temperatura en el fondo del mismo es lo suficientemente alta.^{[12] [13]}
- d) La solubilidad del carbonato de calcio se incrementa con el aumento del contenido de sal.^{[12] [13]}

4.1.5.2 Sulfato de Calcio ($CaSO_4$). La precipitación de sulfato de calcio presente en el agua se origina de la reacción:^{[12] [13]}

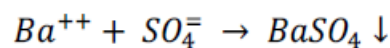


Esta incrustación se presenta bajo tres formas cristalinas: anhidrita, yeso y hemihidrato. ^{[12] [13]}

Entre las causas de formación de incrustaciones de CaSO₄ se tienen las siguientes:

- a) La solubilidad del CaSO₄ aumenta con la presión debido a una ligera disminución en el volumen total cuando la sal se disuelve. Las caídas de presión son una de las causas primarias de la depositación de incrustaciones de sulfato de calcio en el sistema de producción. ^{[12] [13]}
- b) La mezcla de dos aguas una de las cuales contiene más sulfatos o más calcio que la otra es causa de incrustaciones de este tipo. La única manera de evitarla es manteniendo el producto de las concentraciones de sulfato y calcio por debajo del producto de solubilidad de la especie CaSO₄ (a la temperatura y presión de operación). ^{[12] [13]}
- c) La presencia de NaCl o sales disueltas incrementan la solubilidad del yeso o la anhidrita. ^{[12] [13]}
- d) Las caídas de presión son una de las principales causas de la depositación de incrustación de CaSO₄ en los sistemas de reinyección. ^{[12] [13]}
- e) El pH prácticamente no afecta la solubilidad del sulfato de calcio. Su efecto es mínimo. ^{[12] [13]}

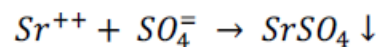
4.1.5.3 Sulfato de Bario (BaSO₄). La precipitación de sulfato de bario presente en el agua se origina de la reacción: ^{[12] [13]}



La insolubilidad extrema del BaSO₄ hace que la incrustación ocurra si los iones Ba⁺⁺ y SO₄⁼ están presentes en el agua. Los efectos de parámetros como: la temperatura, la presión y las sales disueltas sobre este tipo de incrustación, se resumen a continuación: ^{[12] [13]}

- a) La solubilidad del BaSO₄ se incrementa con la temperatura hasta 212°F (100°C). Sobre los 212°F la solubilidad decrece. A causa del incremento de la solubilidad sobre los rangos normales de temperatura, el BaSO₄ usualmente no presenta problemas de incrustación en el fondo del pozo reinyector, siempre y cuando no tenga incrustación en las instalaciones superficiales. ^{[12] [13]}
- b) La solubilidad del BaSO₄ en el agua se incrementa por las sales disueltas extrañas al igual que en el caso del CaCO₃ y CaSO₄. ^{[12] [13]}
- c) El incremento de la presión incrementa la solubilidad del BaSO₄ por tanto las caídas de presión causarán depósitos de este tipo de incrustación en los sistemas de reinyección. ^{[12] [13]}

4.1.5.4 Sulfato de estroncio (SrSO₄). El sulfato de estroncio es considerablemente más soluble que el sulfato de bario, presenta una solubilidad de 129 mg/L en agua pura a una temperatura de 77°F (25°C). La precipitación de SrSO₄ presente en el agua se origina de la reacción: ^{[12] [13]}



Entre las causas de formación de incrustaciones de SrSO₄ se tienen las siguientes:

- a) La solubilidad del SrSO_4 decrece con la temperatura. En el agua pura la solubilidad decrece a 68 mg/L a 257°F (125°C).^{[12] [13]}
- b) La solubilidad del SrSO_4 se incrementa a medida que el contenido de NaCl presente en el agua se incrementa.^{[12] [13]}
- c) La solubilidad del SrSO_4 en salmueras con NaCl se incrementa con la presión. Sin embargo, estudios realizados muestran que el incremento es pequeño hasta los 3.000 psig.^{[12] [13]}
- d) El pH prácticamente no afecta la solubilidad del SrSO_4 . Su efecto es mínimo.^{[12] [13]}

4.1.5.5 Compuestos de hierro. Los iones de hierro que se encuentran en el agua pueden estar presentes en forma natural o como resultado de la corrosión. Las aguas de formación normalmente contienen solo unos pocos mg/L de hierro natural y valores tan altos como 100 mg/L son muy raros. Contenidos tan altos de hierro son invariablemente resultado de corrosión. Los compuestos de hierro precipitados causan la formación de depósitos y el taponamiento de pozos de inyección, además son un indicativo de problemas serios de corrosión.^{[12] [13]}

La mayoría de las incrustaciones que contienen hierro son productos corrosivos. Sin embargo, compuestos de hierro pueden también formarse por precipitación de hierro de formaciones naturales aun si la corrosión es relativamente leve.^{[12] [13]}

El dióxido de carbono puede reaccionar con hierro para formar incrustaciones de carbonato de hierro. La formación de incrustaciones depende del pH del sistema y es mucho más probable a pH mayores de 7.^{[12] [13]}

Es difícil predecir cuantitativamente el comportamiento de los compuestos de hierro, por lo tanto es más importante prevenir su formación. ^[12] ^[13]

4.1.6 Ubicación de las incrustaciones. El primer paso para el diseño de un programa de remediación realmente efectivo desde el punto de vista económico, consiste en identificar la ubicación de los depósitos minerales y la composición de los mismos. Las zonas de una plataforma de extracción de petróleo en las que existe una mayor probabilidad de formación de incrustaciones son las siguientes: ^[3] ^[15]

✓ **En la superficie que facilita el agua de inyección**

Es ahí donde las fuentes de agua incompatibles se mezclan antes de la inyección. ^[3] ^[15]

✓ **En los pozos de inyección**

El agua inyectada comienza a mezclarse con el agua de formación del yacimiento. Cuando el agua de inyección entra en contacto con agua incompatible en la región cercana al pozo se pueden formar incrustaciones que disminuyen la permeabilidad de la formación y reducen la efectividad de la estrategia de inundación por agua. ^[3] ^[15]

✓ **En el pozo del yacimiento**

En este sitio la mezcla de agua de inyección y el agua de formación está a punto de alcanzar el rango de producción o donde el agua inyectada desplaza al agua de formación. Las incrustaciones de carbonatos y sulfatos típicas de la zona cercana al pozo presentan partículas de menor tamaño respecto a las que se encuentran en las tuberías. Éstas obstruyen los bloques de grava, las mallas y los

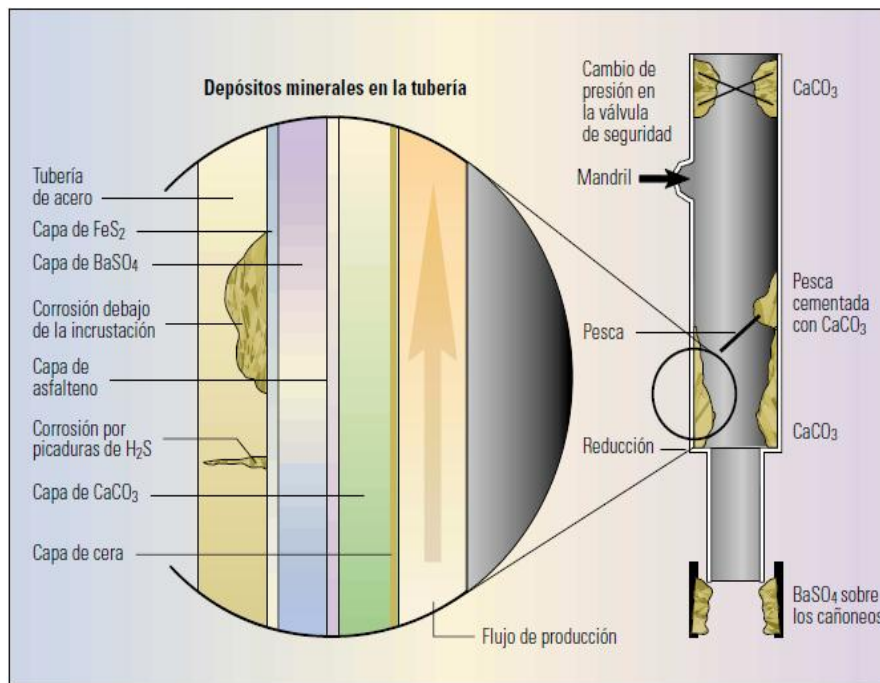
poros de la roca almacén lo que provoca una pérdida de permeabilidad. Por lo general, se forman después de largos períodos de cierre del pozo, ya que el flujo transversal hace que se mezclen aguas incompatibles provenientes de distintas capas. Su eliminación puede contribuir a aumentar las tasas de producción de crudo notablemente. ^[15]

✓ **En la tubería de producción y equipos de Superficie**

Las incrustaciones pueden presentarse como una capa espesa adherida a las paredes interiores de las tuberías. Con frecuencia tienen varios centímetros de espesor y presentan cristales de hasta 1 cm o más. El efecto primario de la formación de incrustaciones en las tuberías es la reducción de la tasa de producción al aumentar la rugosidad en la superficie del tubo y reducir el área de efluencia. ^[3]

Esto origina un aumento de la caída de presión y, en consecuencia, la producción disminuye, finalmente las incrustaciones terminan por bloquear al flujo de producción. La composición química de las incrustaciones en las tuberías puede variar, por lo general las incrustaciones de asfaltenos o de cera, y las capas de incrustaciones que se encuentran más cercanas a la tubería pueden contener sulfuros de hierro, carbonatos o productos corrosivos. La figura 8 muestra la ubicación de los depósitos minerales en una tubería, ocasionando restricciones al flujo. ^[3]

Figura 8. Ubicación de incrustaciones inorgánicas en una tubería de producción.



Fuente: CRABTREE, Mike, et al. La lucha contra las incrustaciones - Remoción y prevención. Oilfield Review. Halliburton, 1999.

✓ **En la conexión de una zona ramificada**

En este sitio, cada ramificación contiene un tipo de agua diferente. ^[15]

✓ **En el colector de una zona de producción**

En este sector, el agua producida procede de diferentes pozos dentro de la misma zona de producción. ^[15]

✓ **En las partes superiores de la instalación**

Donde los fluidos producidos se mezclan desde diferentes zonas de producción para separar el petróleo y el gas de las aguas de formación, o en las tuberías que transportan los fluidos producidos. ^[15]

4.2 MÉTODOS DE ELIMINACIÓN Y PREVENCIÓN

Cuando se forman las incrustaciones se necesita utilizar una técnica de eliminación rápida y efectiva. La estrategia óptima para reducir las pérdidas de producción y los gastos de reparación es la prevención de incrustaciones. En última instancia se debería recurrir a la limpieza de las mismas, que ocasiona pérdidas económicas importantes. ^[8]

Las estrategias para el control de los problemas relacionados con las incrustaciones, se dividen en dos categorías: ^[8]

✓ **Métodos de eliminación.** Los sistemas de eliminación de incrustaciones comprenden procedimientos químicos y/o mecánicos, cuya elección depende de la ubicación, las propiedades físicas, la composición, la textura, el tipo y la cantidad de las incrustaciones y del pozo. Cada método tiene un rango limitado de aplicabilidad. Estos métodos implican la necesidad de parada de los equipamientos, lo que compromete la producción de crudo. Entre ellos están la utilización de quelantes y complejantes, el lavado ácido (con ácido clorhídrico) y el lavado a alta presión. ^[8]

✓ **Métodos preventivos.** Estos métodos reducen la tasa de formación de las incrustaciones, disminuyendo significativamente la necesidad de paradas de los sistemas de producción para remoción de las mismas. Estas técnicas no eliminan definitivamente la formación de depósitos, sino que la retardan ampliando el intervalo de tiempo entre paradas para proceder a su limpieza. Entre ellas están el

uso de agentes químicos que actúan sobre la cinética de formación de incrustaciones, envolviendo múltiples variables de proceso, como por ejemplo los aditivos inhibidores del tamaño de partícula. [8]

4.2.1 Métodos de eliminación. Las técnicas utilizadas para eliminar las incrustaciones deben cumplir ciertas condiciones: ser rápidas, no dañar el pozo, las tuberías ni el ambiente de la formación, y ser efectivas en la prevención de nuevas precipitaciones en el futuro. Es importante decidir cuál es la mejor técnica, ya que si se elige un método inadecuado se puede llegar, en realidad, a incentivar el depósito de incrustaciones. [5]

El grado de resistencia y la textura de las incrustaciones presentes en las tuberías, tiene gran importancia en la elección de la técnica de remoción. La resistencia y las texturas pueden variar desde hilos delicados y quebradizos o cristales de alta microporosidad hasta capas de aspecto rocoso de baja permeabilidad y porosidad. [5]

Entre los métodos de eliminación se pueden citar los siguientes:

a) Técnicas químicas

Por lo general el empleo de productos químicos es el primer sistema de eliminación que se utiliza y el más económico, en especial cuando las incrustaciones son de difícil acceso mediante herramientas mecánicas de limpieza. [8]

Un parámetro importante en la velocidad y eficacia del proceso de eliminación es la relación entre la superficie y el volumen o la masa de las incrustaciones. Un cociente elevado es característico de incrustaciones porosas, que reaccionan de forma inmediata al tener un gran volumen de reactivos alrededor de su superficie.

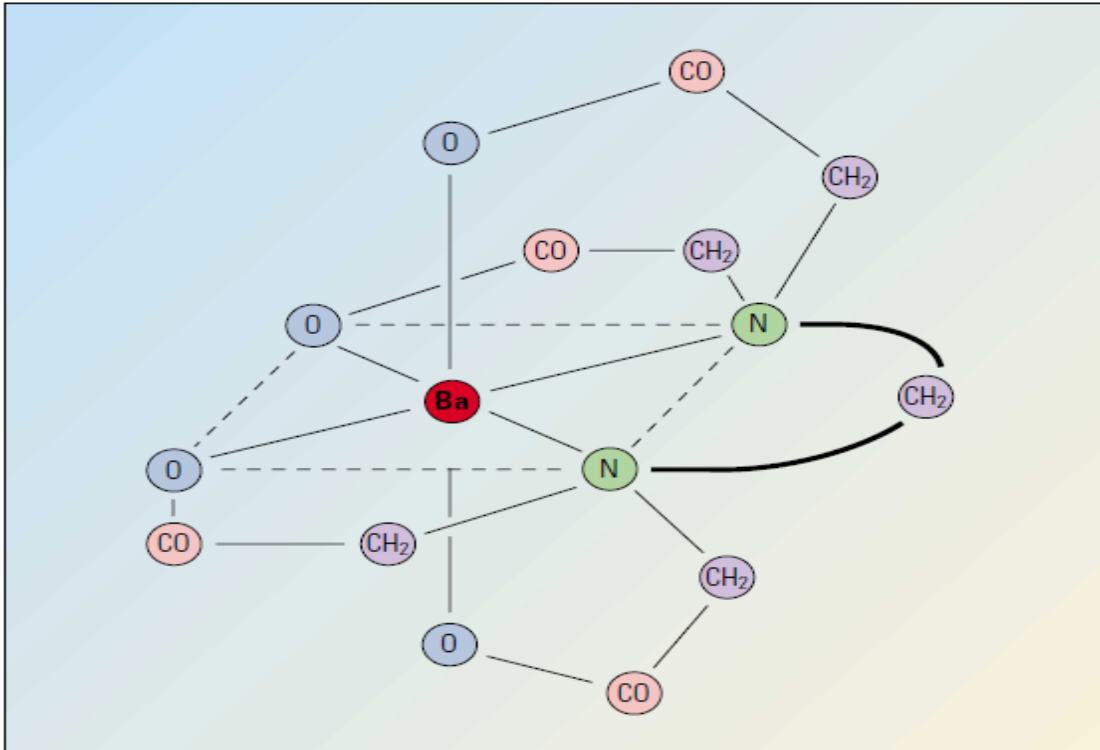
Por el contrario, las incrustaciones gruesas y de baja porosidad reaccionan más lentamente y sólo responden a reactivos químicos más fuertes.^[8]

La primera opción para el tratamiento de las incrustaciones de carbonato de calcio es el empleo de ácido clorhídrico, ya que los carbonatos son muy solubles en dicho medio. Pero, además de la corrosión, la rápida reacción de disolución tiene el inconveniente de que las soluciones de ácido agotado constituyen un excelente iniciador para nuevos depósitos minerales. Para solucionar el problema de la reprecipitación de los carbonatos se utilizan agentes quelantes que disuelven los carbonatos bloqueando los iones indeseables de calcio en la solución. El agente quelante más empleado en estos casos es el EDTA (ácido etilendiaminotetraacético), ver Figura 9. En comparación con el ácido clorhídrico, los tratamientos con EDTA son más costosos y más lentos, pero funcionan bien en incrustaciones que requieren un tratamiento químico.^[8]

Los agentes quelantes bloquean la precipitación o el desarrollo de residuos minerales sólo para un cierto y limitado nivel de sobresaturación. Se producen perturbaciones en el equilibrio, aún en sistemas protegidos, lo cual permite la precipitación de los residuos.^{[5][8]}

Debido a que los agentes quelantes consumen los iones en proporciones estequiométricas, el uso de los quelantes como inhibidores resulta poco adecuado, desde el punto de vista de su eficiencia y conveniencia económica.^{[5][8]}

Figura 9. Una molécula de EDTA comparte los electrones de los átomos de oxígeno y nitrógeno con los iones de bario, formando un compuesto de quelato de bario y EDTA.



Fuente: CRABTREE, Mike, *et al.* La lucha contra las incrustaciones -Remoción y prevención. Oilfield Review. Halliburton, 1999.

b) Métodos mecánicos convencionales

Los depósitos que se encuentran en las tuberías de producción suelen presentar un nivel de porosidad muy bajo, por lo que la reactividad de los sistemas químicos resulta muy lenta. Por ello los métodos mecánicos son más eficientes para la eliminación de incrustaciones en las tuberías. ^[8]

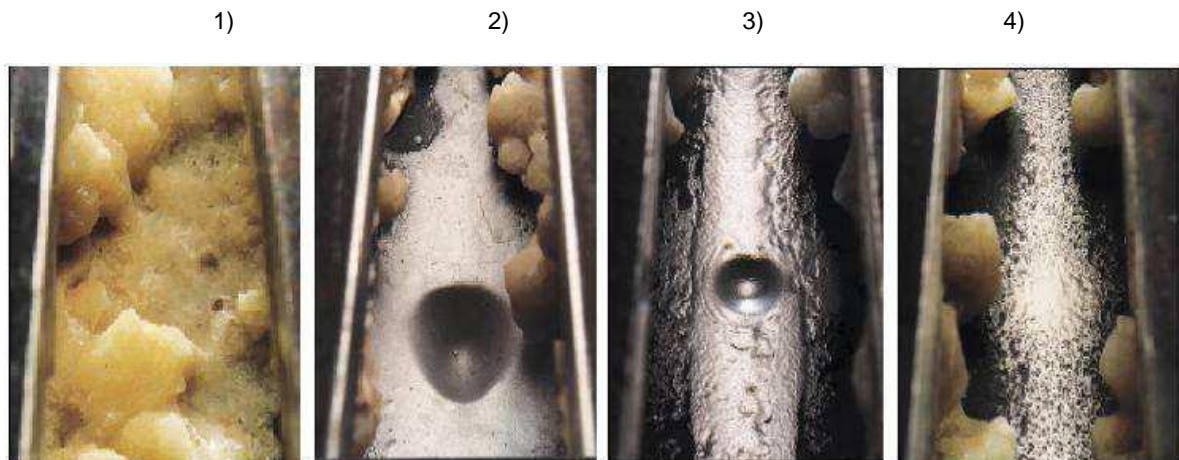
Las herramientas de limpieza mecánica se basan principalmente en la tecnología de fresado y en martillos de impacto. ^[8]

c) Métodos mecánicos con chorros de fluidos

Se utilizan chorros de agua o chorros abrasivos. El chorro de agua puede resultar efectivo para remover incrustaciones blandas, pero poco efectivo para incrustaciones de mayor resistencia, como carbonato de calcio y sulfato de bario. En el chorro de agua aparecen pequeñas burbujas que chocan contra las incrustaciones y se produce un efecto erosivo. ^[15]

Los chorros abrasivos son muchos más efectivos en la eliminación de carbonato de calcio que los de agua pero pueden causar daños en las tuberías de acero, erosionándolas e incluso llegando a perforarlas. En la Figura 10 se muestra el estado de una tubería cuando se utilizan distintos tipos de chorro. ^[15]

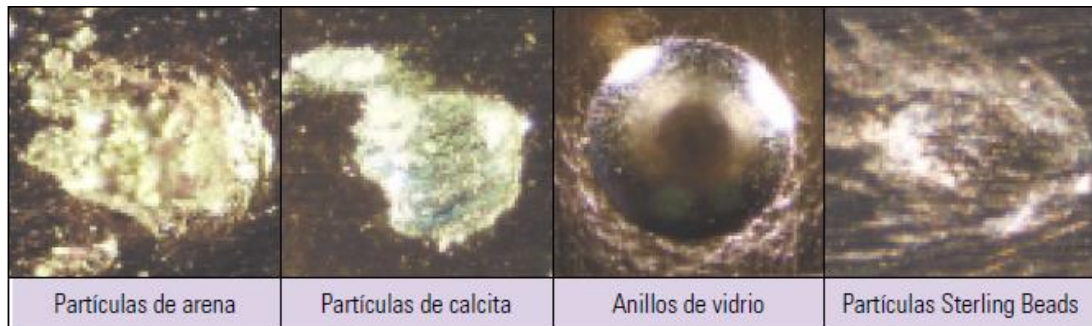
Figura 10. Efecto de distintos chorros de agua en una tubería que presenta formación de incrustaciones. 1) Chorro de agua 2) Chorro de agua con arena abrasiva 3) Chorro de agua con abrasivos de partículas de vidrio 4) Chorro de agua con abrasivo “Sterling Beads”.



Fuente: ROBUSTILLO, Ana Rosa. Estudio de la solubilidad de carbonatos y sulfatos con implicaciones en la formación de “scales”. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Químico. Universidad Rey Juan Carlos. Escuela Superior de Ciencias Experimentales y Tecnología, 2009.

En la Figura 10 se puede observar el daño provocado por diversas partículas (ver Figura 11). Las partículas de arena y de calcita tienden a excavar el acero, lo cual provoca falla dúctil. Las partículas redondeadas rebotan sobre la superficie del acero, mientras que los fragmentos de vidrio crean cráteres de impacto grandes y profundos que finalmente erosionan la tubería de acero. Las partículas Sterling Beads se astillan en el momento que impactan sobre el acero y crean sólo pequeños huecos que dejan el acero intacto. [5]

Figura 11. Partículas empleadas para la limpieza de las tuberías.



Fuente: CRABTREE, Mike, *et al.* La lucha contra las incrustaciones - Remoción y prevención. Oilfield Review. Halliburton, 1999.

d) Lechadas abrasivas

Consiste en la adición de sólidos abrasivos, como partículas de arena (en un intervalo de concentraciones entre un 1% y un 5% en peso), a un chorro de agua para mejorar su capacidad de atravesar las incrustaciones. [8]

e) Abrasivos Sterling Beads

Las partículas abrasivas Sterling Beads son esféricas, muy duras y de baja friabilidad (propiedad de romperse o desintegrarse bajo presión). Ofrecen una elevada capacidad erosiva sobre incrustaciones duras y quebradizas similar a la de la arena y a su vez minimizan notablemente el daño causado sobre las tuberías de acero con respecto al causado por la arena. En la Figura 12 se muestra una imagen vista desde el microscopio. ^[8]

Figura 12. Vista microscópica del abrasivo Sterling Beads.



Fuente: CRABTREE, Mike, *et al.* La lucha contra las incrustaciones Remoción y prevención. Oilfield Review. Halliburton, 1999.

f) Sistema universal de eliminación de incrustaciones minerales

Se refiere al sistema denominado Jet Blaster que consiste en una herramienta rotativa con una cabeza expulsora de chorros, combinada con los Sterling Beads como material abrasivo. ^[8]

4.2.2 Métodos preventivos. Los métodos preventivos pueden variar desde métodos básicos de dilución a los más avanzados y efectivos inhibidores que actúan antes de que se inicie el proceso. ^[5]

4.2.2.1 Dilución. La dilución es la técnica preventiva más simple en las tuberías de producción. Consiste en la utilización de agua dulce, que se suministra de forma continua a la formación a través de un tubo de diámetro pequeño. De este modo se reduce la saturación y la concentración de sales en el pozo. ^[5]

4.2.2.2 Inhibidores de Incrustación. El método más común para prevenir la formación de incrustaciones en la industria del petróleo es el uso de inhibidores de incrustación. Estos inhibidores trabajan previniendo la nucleación y/o el crecimiento cristalino. ^[1]

Los inhibidores de incrustaciones son agentes químicos que generalmente actúan reduciendo el tamaño de las partículas y bloqueando el desarrollo de los núcleos de las incrustaciones. ^[8] Se diseñan para cumplir tres funciones:

- ✓ Retardar o bloquear el proceso de precipitación.
- ✓ Modificar la forma y propiedades de los cristales.
- ✓ Prevenir la adherencia de los sólidos a las paredes y no permitir que “viajen” en el flujo hasta su disposición final. ^[3]

El uso de inhibidores de incrustación resulta mucho más efectivo que los agentes quelantes, ya que reducen la formación de incrustaciones hasta concentraciones que resultan aproximadamente 1000 veces menores, disminuyendo de forma considerable el costo del tratamiento. ^{[5] [8]}

4.3 MECANISMOS DE INHIBICIÓN

Hay tres mecanismos de inhibición en la formación de incrustaciones, los cuales son: inhibición umbral, distorsión del cristal y dispersión. ^[11]

4.3.1 Inhibición umbral. Varias hipótesis han sido propuestas para el mecanismo de inhibición umbral, entre estas están:

✓ La primera hipótesis plantea que el inhibidor puede actuar como un centro de nucleación, que quelata las incrustaciones que se forman. Se sugiere que los inhibidores de incrustación son buenos agentes quelantes o secuestrantes para los cationes calcio, bario y estroncio en la red cristalina. Esto da como resultado una disminución de la actividad de los cationes libres, y posteriormente una disminución de la sobresaturación. Esta disminución de la sobresaturación en la solución elimina la tendencia incrustante. ^[11]

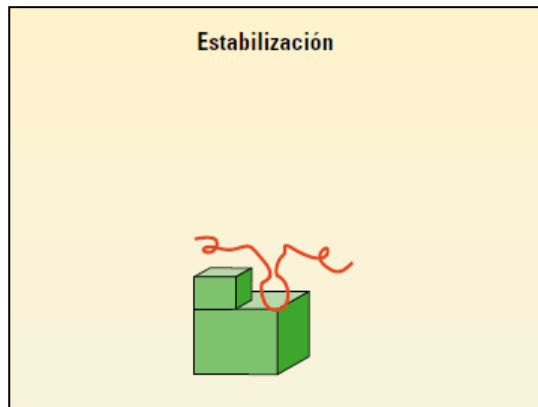
✓ La segunda hipótesis plantea que el inhibidor puede actuar después de la formación del núcleo. Es generalmente aceptado que los inhibidores pueden ejercer su acción mediante adsorción en los sitios de crecimiento activo de las superficies del cristal. El inhibidor de incrustaciones es capaz de ser adsorbido en superficies específicas del cristal, impidiendo el crecimiento allí. ^[11]

4.3.2 Distorsión del cristal. Implica un aumento en la estabilidad de nucleación. La adsorción del inhibidor sobre el núcleo puede cambiar la estructura del cristal en crecimiento y el cambio con frecuencia conlleva a una pérdida de adhesión sobre la superficie del sólido y facilita la dispersión (Figura 13). ^[11]

Los polímeros inhibidores pueden deformar los cristales en crecimiento mediante la alteración de la red cristalina. Con la incorporación de un polímero de forma

irregular relativamente grande, en la red cristalina, se puede prevenir la formación de las incrustaciones o adhesión a superficies en las que podrían causar problemas. ^[11]

Figura 13. Mecanismo de distorsión.

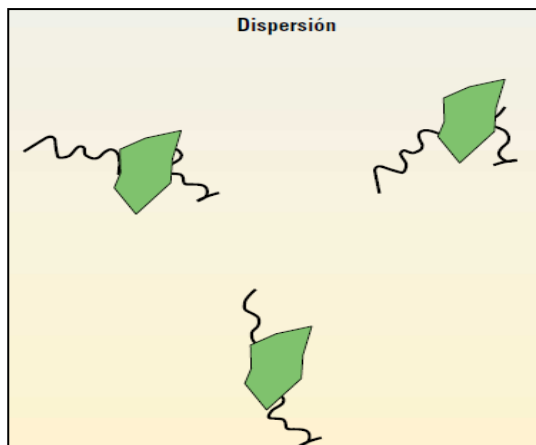


Fuente: CRABTREE, Mike, *et al.* La lucha contra las incrustaciones -Remoción y prevención. Oilfield Review. Halliburton, 1999.

4.3.3 Mecanismo de dispersión. Este mecanismo de inhibición indirecta se basa en la capacidad de los productos químicos para reducir la aglomeración y sedimentación de las partículas en suspensión. No se produce la aglomeración del cristal debido a la repulsión de cargas electrostáticas, y la sedimentación no ocurre debido a la falta de adherencia del cristal a la superficie. ^[11] (Figura 14).

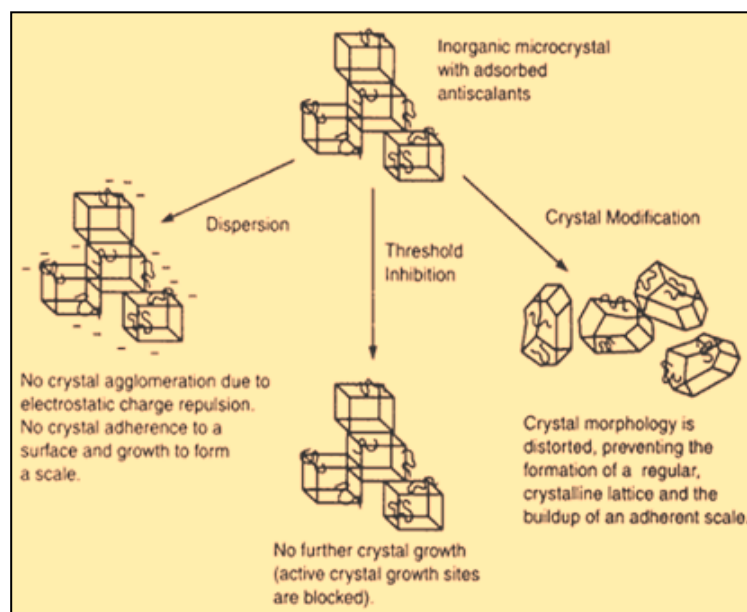
En la Figura 15 se resumen los mecanismos de inhibición empleados para el control de incrustaciones químicas.

Figura 14. Mecanismo de dispersión.



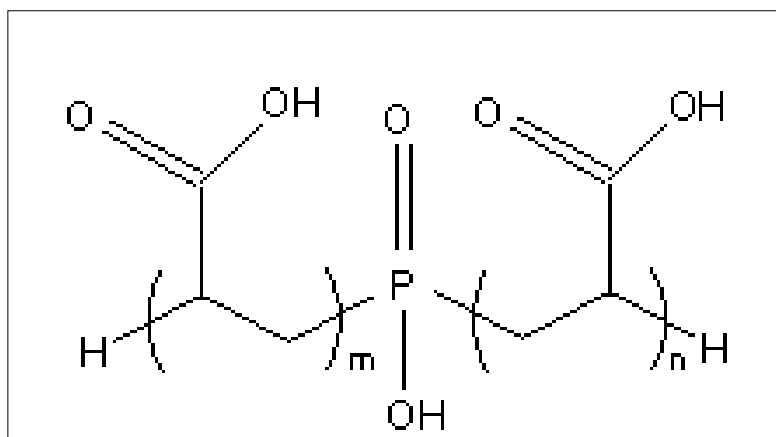
Fuente: CRABTREE, Mike, et al. La lucha contra las incrustaciones - Remoción y prevención. Oilfield Review. Halliburton, 1999.

Figura 15. Principales mecanismo para el control de incrustaciones químicas



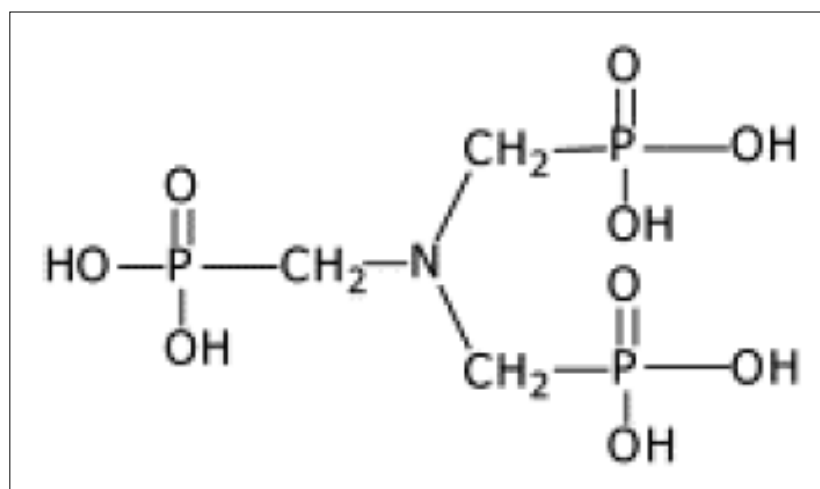
Fuente: CHEN, T.; NEVILLE, A.; YUAN, M. Efecto de la combinación de los inhibidores DETPMP y PPCA sobre la formación de incrustaciones de CaCO_3 . En: SPE. Mayo 2004.

Figura 17. Estructura del ácido fosfino-Policarboxílico (PPCA).



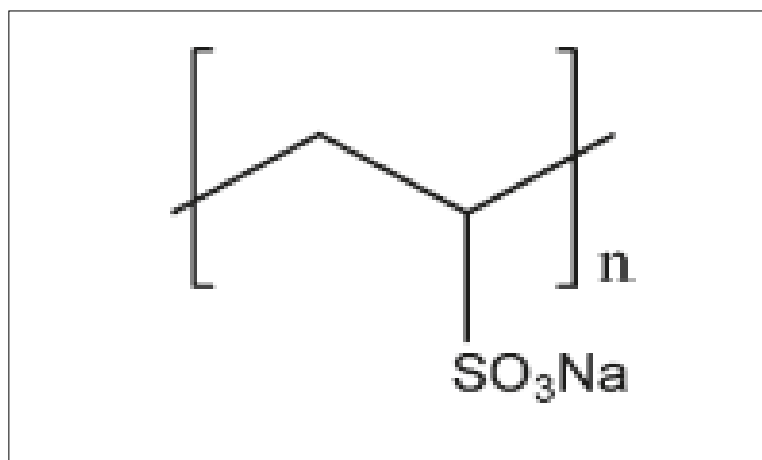
Fuente: CHEN, T.; NEVILLE, A.; YUAN, M. Efecto de la combinación de los inhibidores DETPMP y PPCA sobre la formación de incrustaciones de CaCO_3 . En: SPE. Mayo 2004.

Figura 18. Estructura del ácido amino-trimetilen-fosfónico (ATMP).



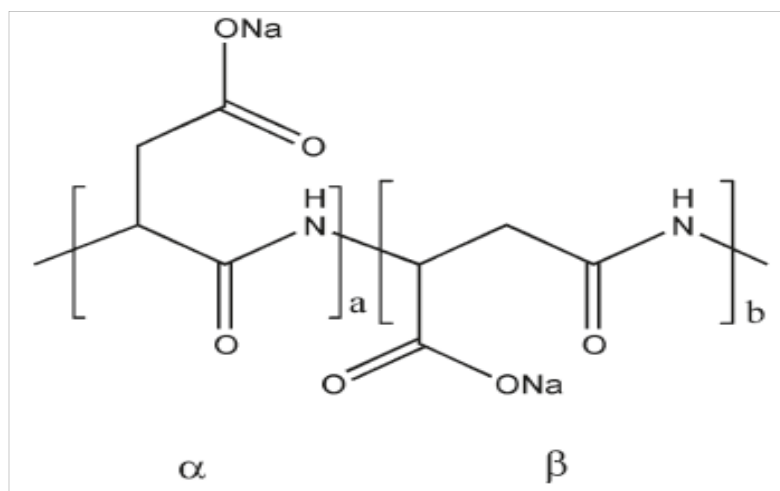
Fuente: CRISTÓBAL, Sandra. Estudio del tamaño de partícula en la precipitación de sales con implicaciones en la formación de "scales". Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Químico. Universidad Rey Juan Carlos. Escuela Superior de Ciencias Experimentales y Tecnología, 2009.

Figura 19. Estructura del Polivinilsulfonato de Sodio (PVS).



Fuente: KELLAND, Malcolm A. Effect of Various Cations on the Formation of Calcium Carbonate and Barium Sulfate Scale with and without Scale Inhibitors. En: I&EC Research. Marzo, 2011.

Figura 20. Estructura del Poliaspartato de sodio (PAsp).



Fuente: KELLAND, Malcolm A. Effect of Various Cations on the Formation of Calcium Carbonate and Barium Sulfate Scale with and without Scale Inhibitors. En: I&EC Research. Marzo, 2011.

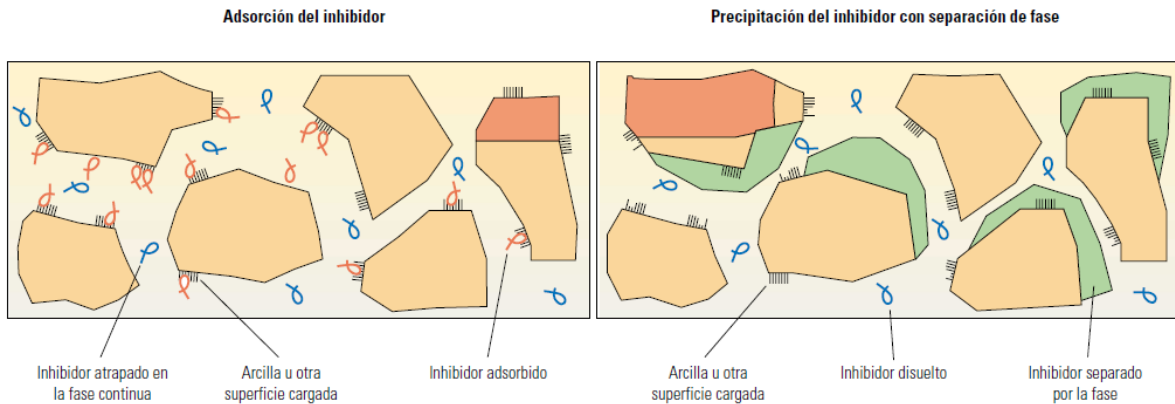
4.5 VIDA ÚTIL DEL INHIBIDOR

Un inhibidor de incrustaciones debe satisfacer varias condiciones para tener una utilidad prolongada, entre ellas: ^[3]

- ✓ Ser compatible (no formar productos de reacción con otros químicos del sistema lo que conduce a su inactivación).
- ✓ Ser estable térmicamente (en especial a las condiciones de fondo de pozo) e hidrolíticamente para plazos largos.
- ✓ Bacteriológicamente no sensible.
- ✓ Modificar el tamaño de los cristales (formar tendencia a dispersarse).
- ✓ Retrasar o bloquear los procesos de precipitación de incrustaciones a una baja concentración.
- ✓ No debe promover emulsiones.
- ✓ Ser monitoreable en los fluidos de retorno. ^[3]

Los inhibidores de incrustaciones son retenidos en la formación por adsorción en las paredes de los poros o precipitación en el espacio de los poros, lo cual proporciona la mejor vida útil del tratamiento (Ver figura 21). ^[5]

Figura 21. Retención del inhibidor en la formación por adsorción o precipitación.



Fuente: CRABTREE, Mike, *et al.* La lucha contra las incrustaciones - Remoción y prevención. Oilfield Review. Halliburton, 1999.

La vida útil del tratamiento depende fundamentalmente de la química de la superficie, la temperatura y el pH del líquido que se encuentra en contacto con la formación, y normalmente es corta (de 3 a 6 meses), debido a que la capacidad de adsorción de las rocas de formaciones es limitada bajo las condiciones de los yacimientos. Bajo ciertas circunstancias especiales, como formaciones con elevada capacidad de adsorción y bajas tasas de producción de agua, puede ocurrir que duren hasta dos años. [5]

Normalmente, la vida útil del tratamiento es de más de un año en el caso de los tratamientos diseñados adecuadamente, en los cuales la precipitación actúa como mecanismo de retención del inhibidor, aunque se encuentren tasas elevadas de producción de agua. [5]

Los iones de calcio a menudo son liberados cuando los inhibidores se colocan en formaciones de carbonatos y la precipitación constituye el mecanismo dominante de retención a largo plazo en las formaciones de carbonatos. En los yacimientos que por naturaleza no contienen suficiente calcio soluble para precipitar el

inhibidor, a menudo se bombea una salmuera con cloruro de calcio para inducir la precipitación del inhibidor y extender la vida útil del tratamiento. ^[5]

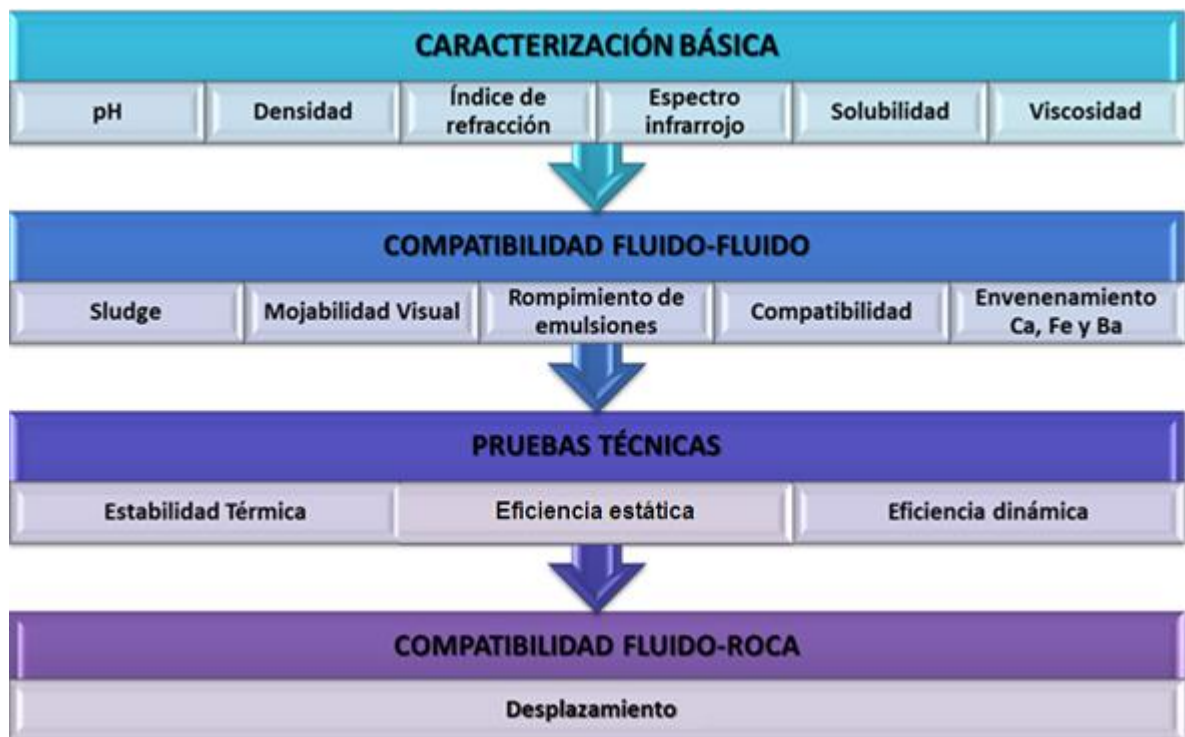
5. HIPÓTESIS

Es posible evitar la formación de incrustaciones de Carbonato de calcio y Sulfato de Bario, mediante la selección del inhibidor apropiado a través de la realización de pruebas de caracterización básica, compatibilidad entre los fluidos y la roca de formación, y pruebas técnicas para posterior aplicación por squeeze en el Campo Petrolero.

6. DISEÑO METODOLÓGICO

La metodología que se llevará a cabo en la investigación consta de cuatro etapas, las cuales se muestran en la Figura 22.

Figura 22. Metodología General de la Investigación.



Fuente: El autor.

A continuación se procede a detallar cada etapa de la investigación:

✓ **Caracterización Básica**

A cada inhibidor se le determinará el pH, densidad, índice de refracción, solubilidad, viscosidad y se tomará el espectro infrarrojo; con el fin de comparar estas propiedades con las reportadas en la ficha técnica suministrada por el fabricante y a la vez establecer un control de calidad del producto. Las pruebas correspondientes a esta etapa se realizarán en los laboratorios de análisis Petrofísico-daño a la formación y Consultas Industriales de la Universidad Industrial de Santander.

✓ **Compatibilidad Fluido-Fluido**

Estas pruebas tienen como propósito evaluar la compatibilidad y/o posibles reacciones de cada inhibidor con los fluidos de la formación. El inhibidor seleccionado debe ser compatible con el agua de inyección o fluido transportador y con los fluidos producidos en el yacimiento (agua de formación, crudo y gas). Para evaluar esta compatibilidad se realizarán pruebas de sludge, mojabilidad visual, rompimiento de emulsiones y de compatibilidad en ausencia y presencia de cationes calcio, hierro y Bario (envenenamiento). Todas las pruebas de la etapa de compatibilidad se realizarán en el laboratorio de daño a la formación de la Universidad Industrial de Santander.

✓ **Pruebas Técnicas**

Estabilidad Térmica

Esta prueba se realizará con el fin de evaluar la eficiencia de los inhibidores después de ser sometidos a altas temperaturas, que simulan las condiciones del yacimiento. El efecto se puede verificar mediante el análisis de los espectros de infrarrojo, antes y después de la realización de la prueba. La prueba será

realizada en el laboratorio de Análisis Petrofísicos y la toma del espectro en el laboratorio de Consultas Industriales de la Universidad Industrial de Santander.

Eficiencia Dinámica

Esta prueba tiene como finalidad determinar la concentración mínima de inhibidor (MIC) que es efectiva para evitar la formación de incrustaciones en un sistema dinámico, a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento. La prueba se realizará en un equipo Coil Tubing System marca Core Pet y será llevada a cabo en el laboratorio de Daño a la Formación de la Universidad Industrial de Santander.

✓ **Compatibilidad Fluido-Roca**

Desplazamiento

Durante esta etapa se realizará un desplazamiento con el inhibidor seleccionado en la prueba de eficiencia dinámica, el cual tiene como finalidad evaluar la compatibilidad del inhibidor empleado en el tratamiento con los fluidos y la roca de la formación (el inhibidor seleccionado debe ser compatible con los materiales de construcción presentes en el sistema, tales como arena y roca de formación). Esta prueba permite simular en el laboratorio lo que ocurre en el yacimiento cuando se inyecta el fluido a través de la formación. La prueba se realizará en un equipo de desplazamiento dinámico marca CorePet y se será llevada a cabo en el laboratorio de Análisis Petrofísicos de la Universidad Industrial de Santander.

7. PRESUPUESTO

a. Recursos humanos

RECURSO HUMANO	VALOR/UNIDAD COP/MES	CANTIDAD MESES	TOTAL COP
Director	1.500.000	7	10.500.000
Codirectores (2)	1.500.000	7	21.000.000
Tesista	700.000	7	4.900.000
TOTAL			36.400.000

b. Pruebas preliminares y adicionales

PRUEBAS	COSTO INDIVIDUAL (\$)	NÚMERO DE PRUEBAS	VALOR TOTAL (\$)
Caracterización fisicoquímica del agua de formación	40000	10	400.000
Toma de espectros IR prueba de estabilidad	44.000	6	264.000
Determinación de porosidad a los plug	40.000	5	200.000
Determinación de permeabilidad a los plug	40.000	5	200.000
TOTAL			1'064.000

c. Recursos de laboratorio

ETAPA	PRUEBA	COSTO INDIVIDUAL (\$)	NÚMERO DE PRUEBAS	VALOR TOTAL (\$)
1. CARACTERIZACIÓN BÁSICA	pH	17.600	3	52.800
	Densidad	25.200	3	75.600
	Índice de refracción	27.800	3	83.400
	Espectro infrarrojo	44.000	3	132.000
	Solubilidad	40.000	3	120.000
	Viscosidad	95.500	3	286.500
2. COMPATIBILIDAD FLUIDO-FLUIDO	Sludge	550.000	3	1.650.000
	Mojabilidad Visual	440.000	3	1.320.000
	Rompimiento de emulsiones	400.000	9	1.200.000
	Compatibilidad	605.000	15	9.075.000
	Compatibilidad Envenenando Ca, Fe, Mg	605.000	9	5.445.000
3. PRUEBAS TÉCNICAS	Estabilidad térmica	1.847.600	3	5.542.800
	Eficiencia dinámica	1.595.900	3	4.787.700
4. COMPATIBILIDAD FLUIDO-ROCA	Desplazamiento	935.000 (por día)	19 días	17.765.000
COSTO DE LA TOTALIDAD DE LAS ETAPAS (\$)				47.535.800

ÁREA	TOTAL
RECURSO HUMANO (\$)	36.400.000
PRUEBAS PRELIMINARES Y ADICIONALES (\$)	1'064.000
RECURSOS DE LABORATORIO (\$)	47.535.800
TOTAL NETO (PESOS COLOMBIANOS)	\$ 84.999.800

8. CRONOGRAMA DE ACTIVIDADES

PRUEBAS	TIEMPO (SEMANAS)																											
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
CARACTERIZACIÓN BÁSICA																												
pH, densidad, Solubilidad																												
viscosidad																												
Espectro IR																												
COMPATIBILIDAD																												
Compatibilidad con salmuera																												
Compatibilidad con crudo																												
Rompimiento de emulsiones																												
Prueba de Sludge																												
Mojabilidad visual																												
EFICIENCIA ESTÁTICA																												
Preparación de salmueras																												
Montaje Pruebas																												
ESTABILIDAD TÉRMICA																												
Espectro IR antes																												
Prueba de Estabilidad térmica																												
Espectro IR después																												

9. MUESTREO Y PROCEDIMIENTOS DE ANÁLISIS

9.1 MUESTREO

9.1.1 Muestras de disolventes. Las muestras de los inhibidores fueron enviadas directamente por las compañías fabricantes a los laboratorios de la UIS en Guatiguará – Piedecuesta. La Tabla 2 muestra detalladamente la recepción de cada uno de los productos y aditivos recibidos.

Tabla 2. Inventario de productos.

PRODUCTOS	TIPO	CANTIDAD	ESTADO
Inhibidor I (Primer Lote)	Inhibidor	300 mL	Aceptado
Solvente ITM	Solvente mutual	350 mL	Aceptado
Solvente ITO	Disolvente de orgánicos	150 mL	Aceptado
Inhibidor I (Segundo Lote)	Inhibidor	4 L	Aceptado
Inhibidor II (Primer Lote)	Inhibidor	500 mL	Aceptado
Inhibidor II (Segundo Lote)	Inhibidor	4 L	Aceptado
Inhibidor III	Inhibidor	4 L	Aceptado

Fuente: El autor

Del Inhibidor II se recibieron dos lotes de producto. De acuerdo con las comunicaciones entre la compañía fabricante del producto y la UIS se decidió evaluar solo el recibido como segundo lote, debido a que este tenía mayor cantidad de muestra y venía con ficha de seguridad.

9.1.2 Muestras de Fluidos de Campo. Para la realización de las pruebas se recibieron muestras de crudo y agua del pozo NXW. Los detalles de recepción se especifican en la Tabla 3.

Tabla 3. Muestras de fluidos de campo

POZO	TIPO	CANTIDAD
NXW	Agua	3 gal
NXW	Crudo + Agua	4 gal
NXW	Crudo + Agua	4 gal
NXW	Crudo + Agua	10 gal

Fuente: El autor

Estaba previsto realizar las pruebas que requerían agua, utilizando agua de la formación; sin embargo se hizo una prueba en blanco, en la cual las muestras de agua del pozo NXW se colocaron a temperatura de 95 °C durante 24 horas y se observó la formación de precipitado al finalizar la prueba.

Con base en lo anterior, se decidió realizar las pruebas utilizando una salmuera sintética, eléctricamente similar al agua de formación del pozo NXW. Para tal fin se hizo un análisis fisicoquímico del agua; en la Tabla 4 se muestran los resultados.

Tabla 4. Análisis fisicoquímico del agua del pozo NXW.

IONES	CONCENTRACIÓN [mg/L]	IONES	CONCENTRACIÓN [mg/L]
BICARBONATO	8915	CALCIO	1118
CLORURO	7242	POTASIO	4000
SULFATO	25,3	MAGNESIO	15,3
BARIO	21,4	HIERRO	1,5

Fuente: El autor

Se decidió utilizar datos de la formulación original del agua de formación NXW. Los datos que se muestran en la Tabla 5 corresponden a los análisis originales realizados al pozo NXW. Estos datos fueron usados para la preparación del agua de formación sintética (salmuera).

Tabla 5. Análisis original del agua de formación NXW.

IONES	CONCENTRACIÓN [mg/L]	IONES	CONCENTRACIÓN [mg/L]
BICARBONATO	663,68	HIERRO	0,1
CLORURO	8589,05	POTASIO	161,92
SULFATO	29	SODIO	3908
BARIO	20	ESTRONCIO	51,73
CALCIO	687,2	MAGNESIO	198,19

Fuente: El autor

9.1.3 Muestras de Roca. Se recibieron 5 Plugs para realizar la prueba de desplazamiento. En la Tabla 6 se encuentran las propiedades petrofísicas básicas, determinadas a los Plugs en el Laboratorio de análisis Petrofísicos de la UIS con base en la norma API RP-40 de 1998.

Tabla 6. Propiedades petrofísicas de las muestras a desplazar.

MUESTR A	PROFUNDIDAD [ft]	FORMACIÓN	DIÁMETRO [cm]	LONGI- TUD [cm]	V _p [cm ³]	ϕ [%]	K [md]
NXW AZ1	13801,17	Bris	3,80	5,45	5,93	9,6	32,71
NXW Q6	14906,71	Bris	3,81	6,55	4,92	6,6	0,43
NXW Q6	14909,08	Bris	3,81	4,90	3,07	5,5	0,12
NXW H11	14789,50	Meru	3,76	7,04	4,90	6,2	0,45
NXW XZ- 2	16055,58	Meru	3,82	2,64	2,53	8,3	20,56

Fuente: El autor

9.2 PROCEDIMIENTO DE ANÁLISIS

9.2.1 Caracterización Básica

9.2.1.1 Solubilidad. La prueba de solubilidad se realizó en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos de la UIS (Sede Guatiguará). En tubos de ensayo se adicionó Inhibidor puro y agua de formación en una proporción de 75:25, 12 mL de Inhibidor + 4 mL de agua. Posteriormente se determinó cualitativamente esta propiedad.

9.2.1.2 Densidad. La prueba de densidad fue realizada en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos de la UIS (Sede Guatiguará), a los Inhibidores como se

recibieron. Se utilizó un Picnómetro de vidrio con un volumen calibrado de 10,215 mL.

9.2.1.3 pH. La prueba de pH se realizó a los Inhibidores puros, en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos de la UIS (Sede Guatiguará). Se usó un medidor de pH marca WTW, referencia TEC 3210 SET 2, a condiciones de laboratorio.

9.2.1.4 Índice de Refracción. Esta prueba se realizó a los Inhibidores puros, en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos de la UIS (Sede Guatiguará). Se utilizó un Refractómetro marca ATAGO, Modelo R-5000.

9.2.1.5 Espectro Infrarrojo. La prueba fue realizada en el Laboratorio de Consultas Industriales, de la UIS, utilizando un Espectrofotómetro Infrarrojo BRUKER Modelo Tensor 27.

9.2.1.6 Viscosidad. Esta prueba se realizó en el Laboratorio de Lodos de la UIS, con un viscosímetro CANNON FENSKE, a 24 y 38 °C.

9.2.2 Eficiencia Estática

Esta prueba se rige bajo la norma NACE TM0374-90. Consiste en determinar un intervalo de concentración de inhibidor necesario, para evitar la formación de cristales de sulfato de bario y/o carbonato de calcio, a presión atmosférica y 95°C. Las pruebas de eficiencia estática no deben ser tomadas como definitivas para seleccionar un producto, pues no se realizan bajo las condiciones verdaderas a las que estarán sometidos los Inhibidores; son simplemente un criterio que nos ayuda a seleccionar unos productos entre otros y a disminuir el número de pruebas a realizar (screening).

La prueba de eficiencia estática fue realizada en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos de la UIS. Para su realización se prepararon dos salmueras, una compuesta por cationes (S-1) y otra por aniones (S-2), que al mezclarse en proporción 1:1 reproduce una salmuera equivalente a la de interés.

Se dosificaron en frascos de cierre hermético 5, 10, 15, 20 y 50 ppm de cada producto (como se recibieron), en 50 ml de la salmuera S-2; en frascos aparte, se midieron 50 ml de la salmuera S-1 y finalmente se colocan todas las soluciones en un horno a 95°C. Al cabo de una hora se vertió el contenido de los frascos con S-1 sobre S-2 y se mantuvieron a ésta temperatura por 24 horas. Se realizaron observaciones detalladas de la cantidad y apariencia del precipitado formado a los tiempos de 1, 2, 6 y 24 horas.

9.2.3 Compatibilidad Fluido-Fluido

9.2.3.1 Compatibilidad. Algunos inhibidores son sensibles al pH, la temperatura y el contenido catiónico. Por ejemplo, al mezclar altas concentraciones de calcio e inhibidor se puede inducir la precipitación de un complejo calcio-inhibidor, de baja solubilidad, aún a baja temperatura. Esta prueba permite determinar si los inhibidores evaluados son compatibles con los fluidos del pozo NXW; consta de dos etapas, la primera evalúa la compatibilidad con la salmuera y la segunda la compatibilidad con el crudo. Fue realizada en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos de la UIS, sede Guatimar, como se describe a continuación.

✓ Inhibidor – Salmuera

Para el desarrollo de esta prueba se preparó una salmuera sintética, de composición eléctrica equivalente al agua de formación del pozo NXW y se diluyó al 50% con agua destilada. Esta dilución simula lo que ocurre cuando se inyecta el

tratamiento en campo, sin embargo la concentración de calcio debe mantenerse constante.

En frascos de cierre hermético se dosificaron cada uno de los inhibidores, al 1%, 2,5%, 5%, 10% y 20%, en la salmuera sintética preparada; se agitaron a 14.000 rpm por 60 segundos y se calentaron gradualmente, empezando con 50°C seguido por 60°C, 80°C, y 95°C, todos en intervalos de 1 hora. La temperatura final (95°C) se mantuvo hasta completar 24 horas de evaluación. Para cada Temperatura se realizaron observaciones, detallando el aspecto de la solución y la cantidad de los precipitados.

✓ **Inhibidor – Crudo**

En frascos de cierre hermético se realizaron mezclas 1:1 entre el crudo del pozo NXW y las soluciones que no presentaron incompatibilidad en la prueba con salmuera; se agitaron a 14.000 rpm por 60 segundos y se colocaron en un horno a 95°C. Igual que en la etapa anterior, se realizaron observaciones a los tiempos de 1, 2 y 24 horas de evaluación, detallando la detergencia, la calidad en la separación de las fases y los signos de incompatibilidad.

9.2.3.2 Compatibilidad envenenando con Calcio, Hierro y Bario

Esta prueba evalúa la compatibilidad del inhibidor con los fluidos de formación del pozo NXW, en presencia de 5.000 ppm de Calcio, 5.000 ppm de Hierro y 500 ppm de Bario. Fue realizada en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos de la UIS, sede Guatiguará.

✓ **Inhibidor – Salmuera envenenada**

Para el desarrollo de esta prueba se preparó una salmuera sintética, de composición eléctrica equivalente al agua de formación del pozo NXW y se diluyó al 50% con agua destilada. Posteriormente se envenenó la salmuera con 5.000 ppm de Calcio, utilizando $\text{CaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$.

En frascos de cierre hermético se dosificaron cada uno de los inhibidores al 20% en la salmuera envenenada con Calcio; se agitaron a 14.000 rpm por 60 segundos y se calentaron gradualmente, empezando con 50°C seguido por 60°C, 80°C, y 95°C, todos en intervalos de 1 hora. La temperatura final (95°C) se mantuvo hasta completar 24 horas de evaluación. Para cada Temperatura se realizaron observaciones, detallando el aspecto de la solución y la cantidad de precipitados.

✓ **Inhibidor – Crudo**

En frascos de cierre hermético se realizaron mezclas 1:1 entre el crudo del pozo NXW y las soluciones que no presentaron incompatibilidad en la prueba con salmuera envenenada; se agitaron a 14.000 rpm por 60 segundos y se colocaron en un horno a 95°C. Igual que en la etapa anterior, se realizaron observaciones a los tiempos de 1, 2 y 24 horas de evaluación, detallando la detergencia, la calidad en la separación de las fases y los signos de incompatibilidad.

Para las pruebas envenenando con Hierro y Bario se siguió el mismo procedimiento utilizado para el Calcio y se usó como reactivos $\text{FeCl}_2 \cdot 4\text{H}_2\text{O}$ y $\text{BaCl}_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$, respectivamente.

9.2.3.3 Rompimiento de emulsiones. Esta prueba se rige bajo la norma API RP 42. Indica la tendencia de un agente tenso-activo a aumentar o disminuir la

formación de emulsión en un sistema crudo-salmuera, pero no las condiciones bajo las cuales ocurre o persiste durante las operaciones de estimulación. La estabilidad de una emulsión se mejora con la presencia de finos de formación.

Esta prueba fue realizada en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos de la UIS, sede Guatiguará, como se describe a continuación.

Se dosificó el Inhibidor al 20% en la salmuera sintética, de composición eléctrica equivalente al agua de formación del pozo NXW, diluida al 50% con agua destilada; se preparó 100 ml de mezcla crudo NXW – inhibidor en tres proporciones: 25:75, 50:50 y 75:25. A cada mezcla se adicionaron 2.5 gramos de finos sintéticos preparados anteriormente (200 mesh) y se agitaron a 14000 rpm, durante 30 segundos. Se realizaron observaciones a los 15 minutos, 1 y 24 horas registrando el volumen de agua de rompimiento, el aspecto de la solución acuosa de la emulsión, etc.

9.2.3.4 Sludge. Esta prueba se realiza para evaluar la tendencia que tienen algunos crudos en contacto con sustancias, generalmente ácidas, a precipitar sólidos llamados Sludge. Si la tendencia existe o no en condiciones de campo, o si el agente anti-Sludge funciona satisfactoriamente bajo dichas condiciones, no se puede determinar por este modelo. Esta prueba fue realizada en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos de la UIS, sede Guatiguará, como se describe a continuación. Se adicionó el inhibidor en una proporción 1:1 con crudo libre de sólidos y emulsión, Se agitó durante 60 segundos a 14000 rpm y se llevó a 95 °C durante 24 horas. Al término de las 24 horas, se pasó la mezcla a través de una malla de 100 mesh y se examinó si quedaron sólidos remanentes en ella. Se lavó la malla alternadamente con agua tibia y aceite de referencia para remover emulsiones y parafinas sin remover los Sludge causados por el Inhibidor.

Los resultados se expresan así:

- ✓ Sin Sludge: sin partículas sólidas retenidas en la malla.
- ✓ Trazas: unas pocas partículas en la malla.
- ✓ Cantidad moderada: partículas obviamente presentes.
- ✓ Abundante: muchas partículas grandes.

9.2.3.5 Mojabilidad Visual. Es un procedimiento rápido y simple para determinar cualitativamente la tendencia humectante del Inhibidor. Se realizó en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos de la UIS, sede Guatiguará.

En 50 ml de Inhibidor puro se adicionaron 10 cm³ de arena de la formación, con un tamaño de partícula de 40 a 60 mesh, después de media hora en contacto se decantó la solución y se separó la arena.

En probetas diferentes se colocó agua de formación y aceite de referencia pasado a través de un filtro con algodón y sílica gel (malla 60 mesh); se adicionó la arena dentro de cada una de las probetas, observando la dispersión relativa de las partículas o su tendencia a formar grumos en la fase acuosa y en la fase aceite.

9.2.4 Pruebas Técnicas

9.2.4.1 Estabilidad térmica. Algunos inhibidores sometidos a temperaturas elevadas por tiempo prolongado, reducen su eficiencia. La prueba de estabilidad térmica de los inhibidores se realizó en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos de la UIS, sede Guatiguará; permite determinar las posibles variaciones por degradación del producto al ser sometido a estas condiciones. El efecto de la temperatura puede ser detectado visualmente y mediante comparación de los

espectros IR antes y después de la prueba. Sin embargo, los resultados se confirman mediante las pruebas de MIC.

Para ésta evaluación se prepararon soluciones de los inhibidores al 5% en la salmuera sintética NXW y se colocaron en reactores para digestión (bombas PAAR), inertes y herméticos, a una temperatura de 122 °C y una presión de 4.500 psi durante 5 días. Al final del período los reactores se dejaron enfriar y se tomaron los espectros IR de cada muestra.

Por comparación del espectro inicial con el final, se determina si el producto sufrió, o no, cambios en su composición.

9.2.4.2 Eficiencia Dinámica

✓ **Metodología.** Para determinar la concentración mínima de inhibición se utilizó un equipo Coil Tubing System marca CorePet, el cual se basa en el método de bloqueo de tubo. Este equipo es capaz de medir pequeños cambios en la presión debido a la acumulación de incrustaciones en un capilar en forma de espiral (capillary coil). La prueba se realizó en el Laboratorio de Análisis Petrofísicos de la UIS, sede Guatiguará.

La metodología general consiste en bombear dos salmueras incompatibles a través de un capilar en espiral que se mantiene a las condiciones de temperatura y presión en las que probablemente se encuentra en el sistema de producción. La acumulación de incrustaciones en el capilar genera un diferencial de presión a través de este, el cual es usado como una medida de el depósito de incrustaciones al interior de la tubería. Una vez que se inyecta el inhibidor, su efecto se monitorea mediante este parámetro.

Para obtener la MIC, la concentración del inhibidor de incrustaciones se reduce continuamente hasta que el diferencial de presión empieza a aumentar. En ese momento se incrementa la concentración del inhibidor, para establecer el valor al cual no se produce la depositación de incrustaciones. El menor valor de concentración que sea capaz de inhibir la formación de incrustaciones en la tubería de espiral (coil tubing), se denomina concentración mínima de inhibidor (MIC).

✓ **Procedimiento.** Para la realización de esta prueba se utilizaron dos salmueras: una catiónica y una aniónica, las cuales se prepararon al doble de la concentración para que al mezclarse en el equipo se obtuviera la salmuera de concentración equivalente eléctricamente al agua de formación. La composición de las salmueras catiónica y aniónica se muestra en la tabla 7.

Tabla 7. Concentración de las salmueras para la prueba de MIC en el equipo Coil Tubing System.

AGUA DE FORMACIÓN		SALMUERA SINTÉTICA	
IONES	CONCENTRACIÓN [mg/L]	SALES ADICIONADAS	CONCENTRACIÓN DE LAS SALES PARA LA PRUEBA [g/L]
Na⁺	3908	NaCl	19.87
K⁺	162	KCl	0.62
Ca⁺²	687	CaCl ₂ .2H ₂ O	5.04
Mg⁺²	198	MgCl ₂ .6H ₂ O	3.31
Fe⁺³	0.1	FeCl ₃	0.005812
Ba⁺²	20	BaCl ₂ .2H ₂ O	0.07
Sr⁺²	52	-	-
(HCO₃)⁻¹	664	NaHCO ₃	1.83
(SO₄)⁻²	29	Na ₂ SO ₄	0.08576
Cl⁻¹	8589		

Fuente: El autor

Con los valores reportados en la tabla 7 se preparó 5 litros de salmuera catiónica y 3 litros de salmuera aniónica. Posteriormente se realizó la caracterización de las salmueras, midiendo la conductividad y el pH. Los valores obtenidos se registran en la tabla 8.

Tabla 8. Mediciones realizadas para la caracterización de las salmueras.

SALMUERA	CONDUCTIVIDAD [mS/cm]	PH
Catiónica	43	5.93
Aniónica	1.87	8.36

Fuente: El autor

Para determinar el tiempo de formación de precipitados, se mezcló las salmueras catiónica y aniónica en proporción 1:1; se caracterizó la mezcla obtenida y se sometió a calentamiento. Los resultados se muestran en la tabla 9.

Tabla 9. Caracterización de la mezcla de salmueras y determinación del tiempo de precipitación.

MEZCLA	CONDUCTIVIDAD [mS/cm]	PH	TEMPERATURA [°C]	TIEMPO [minutos]	FORMACIÓN DE PRECIPITADO
Salmuera catiónica + aniónica (1:1)	20.7	7.69	117 120	0 22	no si

Fuente: El autor

Antes de realizar la prueba con los inhibidores, se inyectó a través de las bombas del equipo salmuera catiónica y aniónica con el fin de establecer el pH apropiado para la precipitación (Tabla 10).

Tabla 10. Variación del diferencial de presión con el tiempo, en función del pH.

pH de la salmuera	Aumento del ΔP con respecto a la línea base [Psi]	Tiempo [minutos]	OBSERVACIONES
3.39	1.4	14	Tapona muy rápido
2.54	0	20	No Tapona
2.98	0	19	No Tapona
3.21	1.4	10	Tapona muy rápido
3.11	1.0	20	Tapona en un tiempo apropiado
3.10	1.0	25	Tapona en un tiempo apropiado

Fuente: El autor

Con base en los resultados mostrados en la tabla 10 se estableció que el pH apropiado para la precipitación era 3.10. Este pH se modificó en la salmuera catiónica con una solución de HCl al 2 %.

El protocolo que se llevó a cabo para determinar la MIC en el equipo Coil Tubing System se detalla a continuación:

1. Se estableció la línea base mediante la inyección de agua destilada a través de las bombas del equipo.
2. Se inyectó salmuera catiónica a través de la bomba 1, salmuera aniónica través de la bomba 2, y se verificó que después de 20 minutos de iniciada la prueba el

diferencial de presión aumentara 1 Psi con respecto a la línea base (Tiempo máximo requerido 30 min).

3. Se pasó ácido acético al 10% a través de las líneas para limpiar las incrustaciones depositadas en el coil y tubería del equipo.

4. Se inyectó agua destilada para retirar la solución de ácido acético y establecer nuevamente la línea base.

5. Se inyectó el inhibidor de incrustaciones dosificado en la salmuera catiónica, empezando con una concentración de 20 ppm*.

6. Para inyectar el inhibidor a concentraciones menores se repitió los pasos 3 a 4, y seguidamente se inyectó el inhibidor dosificado en la salmuera catiónica con la concentración deseada.

*Los inhibidores también se prepararon al doble de la concentración, ya que al mezclarse las salmueras catiónica y aniónica en el equipo la concentración queda reducida a la mitad.

El caudal se mantuvo constante en $5 \text{ cm}^3/\text{min}$ en cada bomba, por tanto el caudal total fue de $10 \text{ cm}^3/\text{min}$.

Para cada uno de los inhibidores se preparó una solución de concentración 1000 ppm, pesando 1 gramo del inhibidor y aforando hasta 1 litro con la salmuera catiónica. A partir de la solución anterior se realizó diluciones para obtener las concentraciones de 40, 20 y 10 ppm al igual que las concentraciones intermedias necesarias para determinar la MIC de cada inhibidor.

9.2.5 Compatibilidad Fluido-Roca

9.2.5.1 Restauración de mojabilidad. La Restauración de la Mojabilidad se realiza al Plug antes de la prueba de desplazamiento con el fin de recuperar su tendencia natural a dejarse humectar por un fluido, en presencia de varios fluidos inmiscibles. El protocolo realizado se detalla a continuación:

- ✓ Se hizo vacío a las muestras (plugs) durante 1 hora.
- ✓ Se saturó las muestras con salmuera sintética durante 1 hora.
- ✓ Se hizo vacío a las muestras saturadas para asegurar que todo el espacio poroso estuviera ocupado por salmuera.
- ✓ Se desplazó 5 volúmenes porosos (V_p) de salmuera sintética a través de cada una de las muestras; para esto se colocó cada muestra en el equipo CorePet Liquid Permeameter a una presión de confinamiento de 300 Psi.
- ✓ Se llevó las muestras a condiciones de Saturación de agua irreducible (S_{wi}), desplazando 10 V_p de aceite mineral.
- ✓ Se desplazó 10 V_p de crudo del pozo NXW.
- ✓ Se dejó las muestras en condiciones de presión y temperatura de yacimiento durante 15 días.

9.2.5.2 Desplazamiento. Esta prueba se realiza con el fin de determinar la compatibilidad entre el inhibidor, los fluidos y la roca de la formación. Para esta prueba se tiene en cuenta las condiciones de presión y temperatura de yacimiento.

El plug se montó en un equipo CorePet Liquid Fluid System Automatizado, se suministraron condiciones de presión de confinamiento (4000 psi), temperatura de yacimiento (120 °C) y presión de inyección (alrededor de 500 psi). La prueba consistió en inyectar en el plug los sistemas de fluidos por baches, cuyas características y volúmenes fueron establecidas previamente mediante un protocolo de desplazamiento (ver tabla 11).

Tabla 11. Protocolo de desplazamiento para el Inhibidor seleccionado.

ORDEN	FLUIDO A DESPLAZAR	SENTIDO	Volumen Poroso, Vp (cm ³)
1	Crudo	Producción	Estabilidad*
2	Salmuera (agua de formación sintética)	Producción	Estabilidad*
3	Crudo	Producción	Estabilidad*
4	Preflujo orgánico 1	Inyección	1
5	Preflujo orgánico 2	Inyección	1
6	Preflujo orgánico 3	Inyección	1
7	Remojo 4 horas		
8	Inhibidor multiscale**	Inyección	5
9	Remojo 12 horas		
10	Salmuera (agua de formación sintética)	Producción	1500
11	Preflujo orgánico 3	Producción	1
12	Preflujo orgánico 2	Producción	1
13	Preflujo orgánico 1	Producción	1
14	Crudo	Producción	Estabilidad*

Fuente: El autor.

*En la tabla anterior desplazar volúmenes porosos hasta estabilidad corresponde a desplazar 10 Vp en los cuales el diferencial de presión tenga un valor de $\Delta P \pm 5\%$.

Los dos primeros fluidos desplazados, es decir crudo y salmuera sintética se repiten por ciclos, hasta que el diferencial de presión (ΔP) de los dos últimos ciclos de crudo sea igual y de los dos últimos ciclos de salmuera sea igual.

** El inhibidor normalmente se inyecta a una concentración de 12 - 15%. La concentración de inhibidor para esta prueba fue establecida por la compañía fabricante del producto a una concentración de 7,5 % en salmuera de KCl al 3 %.

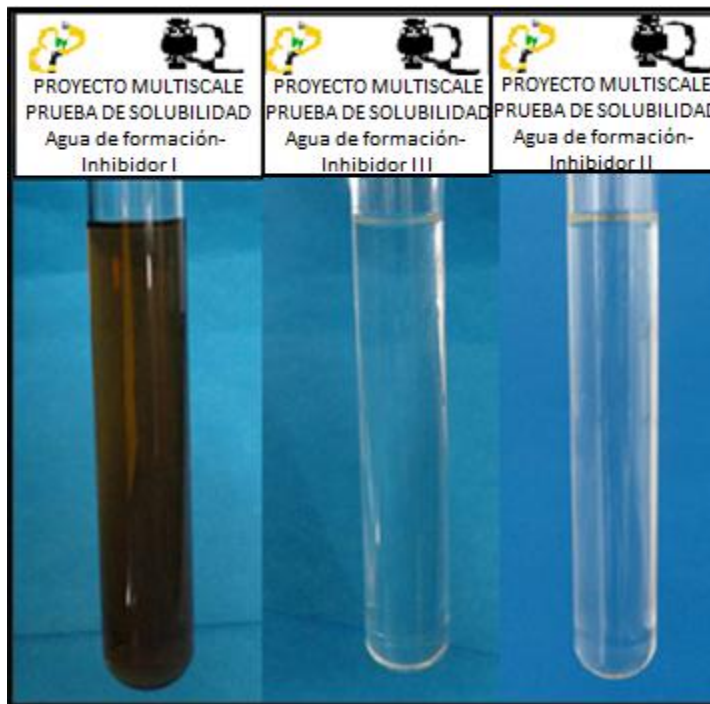
10. RESULTADOS

En esta sección se muestran los resultados de las pruebas realizadas a los 3 Inhibidores de incrustaciones multiscale: Inhibidor I, Inhibidor II e Inhibidor III.

10.1 CARACTERIZACIÓN BÁSICA

10.1.1 Solubilidad. La figura 23 muestra el aspecto de la solubilidad de los productos; los tres inhibidores: Inhibidor I, Inhibidor III e Inhibidor II (De izquierda a derecha) fueron solubles en agua de formación del pozo.

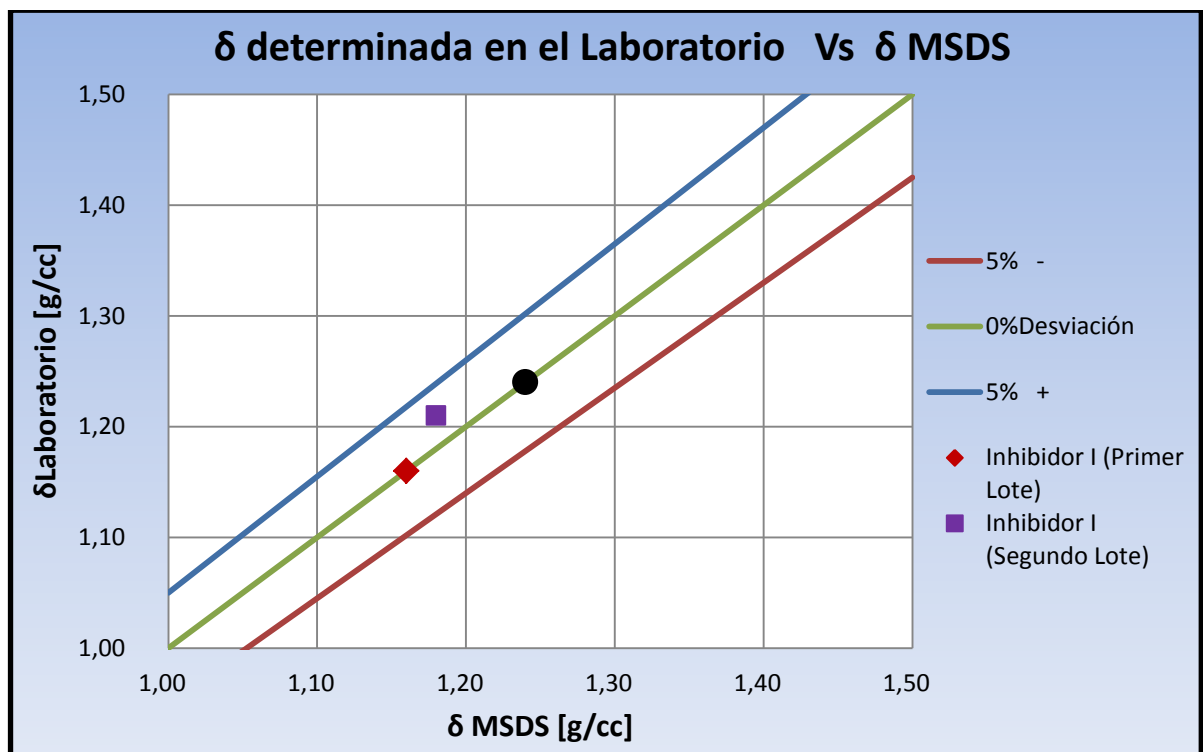
Figura 23. Solubilidad de los Inhibidores en agua de formación.



Fuente: El autor

10.1.2 Densidad. Los resultados de la densidad de los inhibidores, determinada en el laboratorio de análisis petrofísicos de la UIS, se encuentran en la Tabla 12; así mismo en la Figura 24. Se observa la desviación respecto a los valores de la MSDS. El porcentaje de desviación de la densidad de los productos Inhibidor I e Inhibidor II fue menor al 5%; el producto Inhibidor III no llegó con MSDS, por lo cual no se determinó la desviación.

Figura 24. Desviación de la densidad de los Inhibidores respecto a la MSDS.

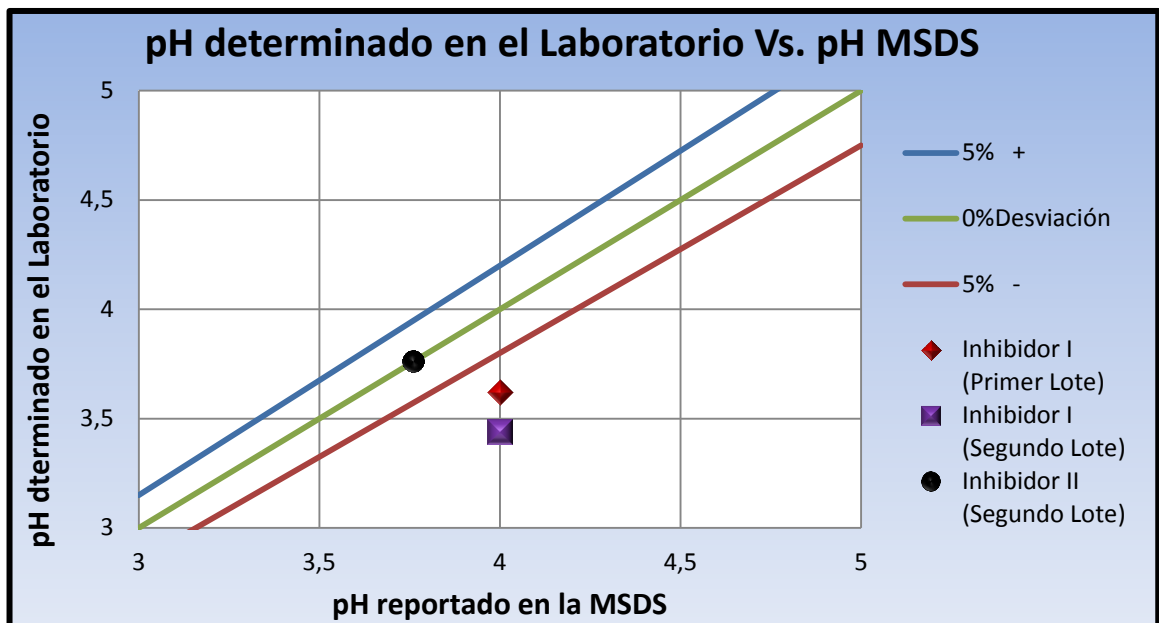


Fuente: El autor.

10.1.3 pH. Los resultados del pH de los inhibidores, determinado en el Laboratorio de análisis Petrofísicos de la UIS, se encuentran en la Tabla 12; en la Figura 25 se presenta la desviación respecto a los valores de la MSDS. Para el Inhibidor I se encontró un porcentaje de desviación mayor al 5% en los dos lotes recibidos, 9.5%

para el primer lote y 14% para el segundo lote; el Inhibidor II no presenta desviación en el pH y para el Inhibidor III no se calculó dicha desviación porque no llegó con MSDS.

Figura 25. Desviación del pH de los Inhibidores respecto a la MSDS.



Fuente: El autor.

10.1.4 Índice de Refracción. Los resultados del índice de refracción de los tres inhibidores, se presenta en la Tabla 12.

10.1.5 Espectro Infrarrojo. En el Anexo I se encuentran los espectros de infrarrojo de los tres inhibidores.

10.1.6 Viscosidad. Los resultados de la viscosidad de los Inhibidores a 24 y 38 °C se encuentran en la Tabla 13.

Tabla 12. Resultados de la etapa de caracterización básica.

PRODUCTO	pH LAB	pH MSDS	% DESVIACIÓN pH	IR a 20 °C	ρ LAB [g/mL]	ρ MSDS [g/mL]	% DESVIACIÓN ρ
Inhibidor I (Primer Lote)	3,62	4,0-6,0	9,5	1,38	1,16	1,14 - 1,17	0
Inhibidor I (Segundo Lote)	3,44		14,0	1,42	1,21		3,4
Solvente ITM	2,4	< 3	0,0	1,42	1,11	1,095 - 1,11	0
Solvente ITO	-	-	2,9	1,49	0,9	0,88 - 0,9	0
Inhibidor II (Primer Lote)	0,55 a 20 °C	-	-	1,39	1,22	-	-
Inhibidor II (Segundo Lote)	3,76	3-5 a 1% Sol	0	1,40	1,24	1,22 - 1,26	0
Inhibidor III	4,69	-	-	1,36	1,17	-	-

Fuente: El autor.

Tabla 13. Resultados de la viscosidad.

PRODUCTO	VISCOSIDAD [cP]	
	a 24 °C	a 38 °C
Inhibidor I	10,1	6
Inhibidor II (Primer Lote)	5,1	3,2
Inhibidor III	2,2	1,8
Inhibidor II (Segundo Lote)	6,7	4,5

Fuente: El autor.

10.2 EFICIENCIA ESTÁTICA

La prueba de eficiencia estática permite determinar la mínima concentración de inhibidor, para evitar la formación de precipitado de sulfato de Bario y/o Carbonato de Calcio en una salmuera sintética del pozo NXW, a presión atmosférica y 95 °C; es una determinación visual y se reporta en la Tabla 14, de acuerdo con la siguiente nomenclatura:


















Presentó precipitado al término de 24 horas



No presentó precipitado al término de 24 horas

Tabla 14. Resultados de la prueba de eficiencia estática

PRODUCTOS	CONCENTRACIONES				
	5 ppm	10 ppm	15 ppm	20 ppm	50 ppm
Inhibidor I					
Inhibidor III					
Inhibidor II					

Fuente: El autor.

De acuerdo con los resultados mostrados en la Tabla 14, el inhibidor I tuvo el mejor comportamiento. La mínima concentración de Inhibidor I necesaria para

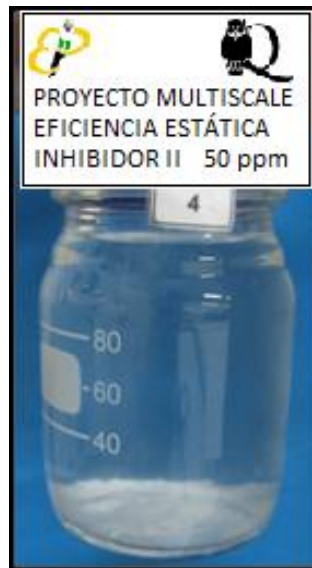
evitar la formación de precipitado a 95 °C y presión atmosférica fue 5 ppm; para el inhibidor III la concentración debe ser mayor de 20 y menor o igual a 50 ppm, y para el inhibidor II la concentración necesaria para evitar la formación de precipitado debe ser superior a 50 ppm. La Figura 26 muestra el aspecto de la solución sin precipitado de los inhibidores I y III a la máxima concentración evaluada: 50 ppm. En la Figura 27 se puede observar el precipitado blanco formado en la prueba de eficiencia estática del Inhibidor II a 50 ppm y en la Figura 28 se puede observar el precipitado formado en la prueba de eficiencia estática a 5 ppm para el inhibidor III.

Figura 26. Prueba de eficiencia estática a 50 ppm del inhibidor I y III.



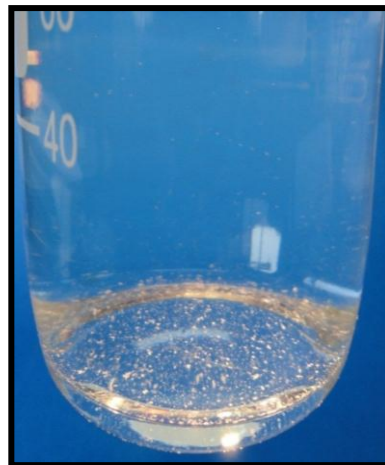
Fuente: El autor.

Figura 27. Aspecto del precipitado del Inhibidor II en la prueba de eficiencia estática a 50 ppm.



Fuente: El autor

Figura 28. Aspecto del precipitado del Inhibidor III en la prueba de eficiencia estática a 5 ppm.






























Fuente: El autor.

10.3 COMPATIBILIDAD FLUIDO-FLUIDO

10.3.1 Compatibilidad. En esta prueba se evaluó la presencia de sólidos en la fase acuosa y/o en la interfase, así como la apariencia de la mezcla y la eficiencia en el rompimiento de la emulsión. Con base en los resultados obtenidos se identificó posibles incompatibilidades.

Los resultados de la prueba de compatibilidad con los fluidos del pozo NXW y los inhibidores I, II, y III al finalizar las 24 horas de prueba se encuentra en la Tabla 15

Tabla 15. Resultados de la prueba de compatibilidad con los fluidos del pozo NXW

PRODUCTO	CONCENTRACIONES									
	Inhibidor al 1%		Inhibidor al 2,5%		Inhibidor al 5%		Inhibidor al 10%		Inhibidor al 20%	
	AGUA	CRUDO	AGUA	CRUDO	AGUA	CRUDO	AGUA	CRUDO	AGUA	CRUDO
Inhibidor I										
Inhibidor III										
Inhibidor II						---		---		---

Fuente: El autor.

La nomenclatura utilizada para presentar los resultados de las pruebas de compatibilidad se describe a continuación:



Incompatible por precipitado

















Compatible

De acuerdo con estos resultados, los inhibidores I y III fueron compatibles con los fluidos del pozo NXW sin envenenar, para todas las concentraciones evaluadas al término de 24 horas de observación y una temperatura de 95 °C. El inhibidor II fue compatible para las concentraciones de 1% y 2,5% con agua y crudo, pero presentó incompatibilidad a las concentraciones de 5%, 10% y 20% con agua.

10.3.2 Compatibilidad envenenando con Calcio, Hierro y Bario. Los resultados de la prueba de compatibilidad envenenando los fluidos del pozo NXW con 5.000 ppm de Calcio, 5.000 ppm de Hierro y 500 ppm de Bario, al finalizar las 24 horas de prueba se encuentran en la Tabla 16.

Tabla 16. Resultados de la prueba de compatibilidad con los fluidos del pozo NXW envenenados con Calcio, Hierro y Bario.

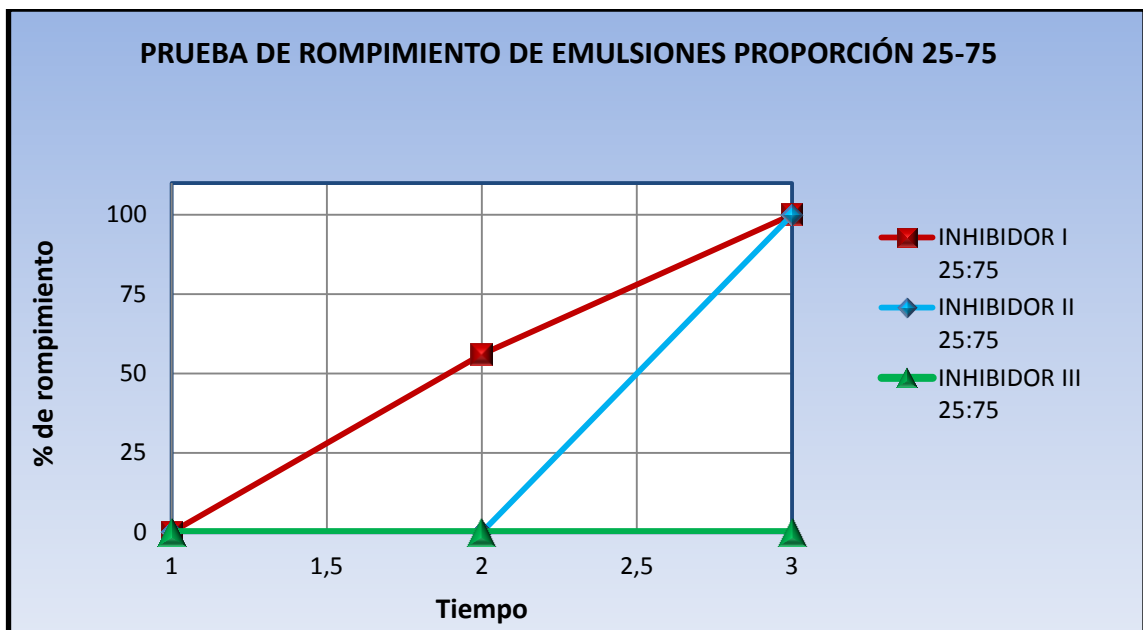
PRODUCTOS	CONCENTRACIONES					
	Inhibidor al 20% 5.000 ppm de Calcio		Inhibidor al 20% 5.000 ppm de Hierro		Inhibidor al 20% 500 ppm de Bario	
	AGUA	CRUDO	AGUA	CRUDO	AGUA	CRUDO
Inhibidor I						
Inhibidor III		---				---
Inhibidor II		---		---		

Fuente: El autor.

De acuerdo con los resultados de la Tabla 16, el inhibidor I presentó el mejor comportamiento en las pruebas de compatibilidad con los fluidos del pozo NXW envenenados con Calcio, Hierro y Bario. El inhibidor III fue compatible en presencia de Hierro e incompatible en presencia de Calcio y Bario; y el inhibidor II presentó incompatibilidad en presencia de Calcio, Hierro y Bario.

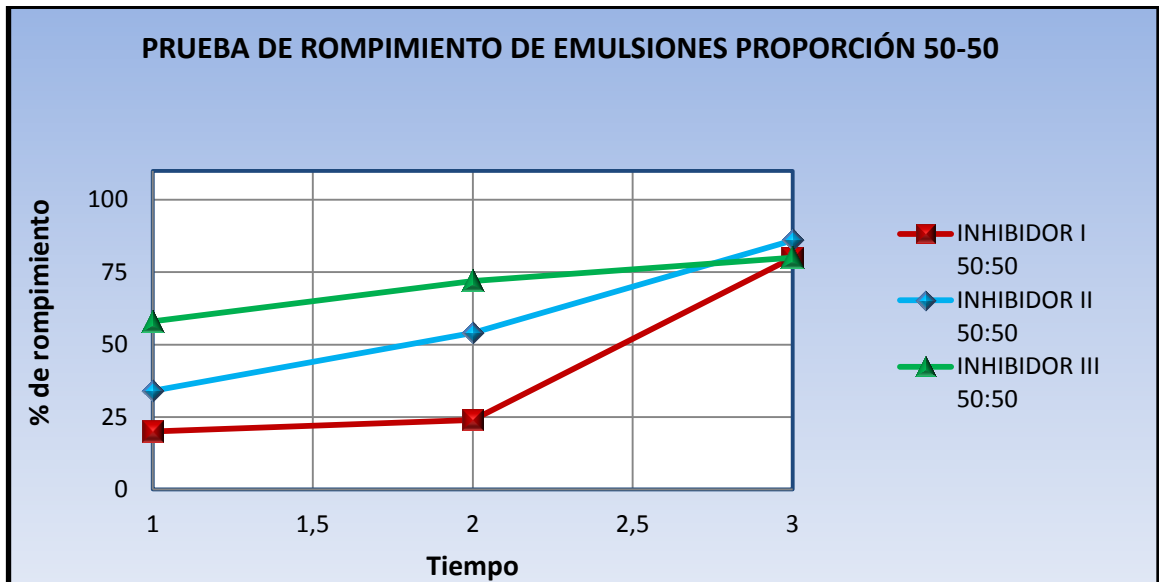
10.3.3 Rompimiento de emulsiones. Los resultados de las pruebas de rompimiento de emulsiones con los inhibidores I, II, III y el crudo del pozo NXW, se encuentran en las Figuras 29, 30 y 31 en las cuales se muestra el porcentaje de rompimiento de cada uno de los inhibidores a las proporciones de 25-75, 50-50 y 75-25 respectivamente, durante los tiempos de 15 minutos (1), 1 hora (2) y 24 horas (3).

Figura 29. Resultados del rompimiento de las emulsiones en la proporción 25-75 Inhibidor- Crudo NXW



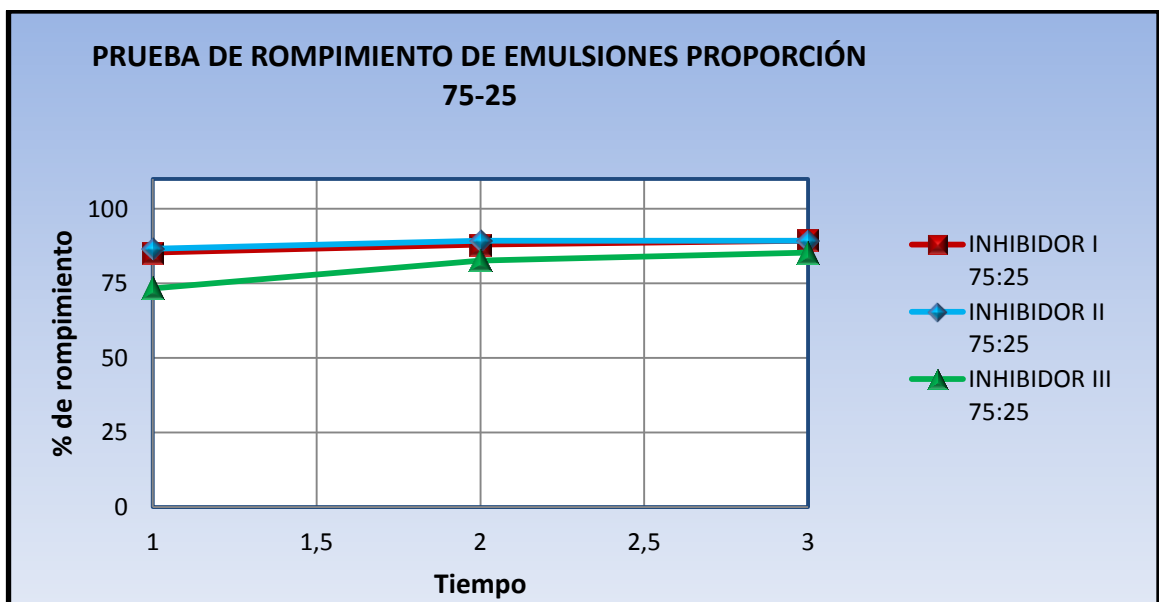
Fuente: El autor.

Figura 30. Resultados del rompimiento de las emulsiones en la proporción 50-50 Inhibidor- Crudo NXW.



Fuente: El autor

Figura 31. Resultados del rompimiento de las emulsiones en la proporción 75-25 Inhibidor- Crudo NXW.



Fuente: El autor.

De las Figuras anteriores se puede deducir que el mejor rompimiento al término de 1 hora, se presentó en la proporción 75-25 para los tres Inhibidores.

En la proporción 25% inhibidor – 75% crudo, el producto con el mejor rompimiento a la hora fue el inhibidor I con el 56%, los inhibidores II y III no presentaron rompimiento en este mismo tiempo.

En la proporción 50% Inhibidor – 50% Crudo, el producto con el mejor rompimiento a la hora fue el Inhibidor III con el 72%, seguido del inhibidor II con el 54% y el inhibidor I con el 24%.

En la proporción 75% Inhibidor – 25% crudo, el producto con el mejor rompimiento fue el inhibidor II con el 89%, seguido por el inhibidor I con el 88% y el inhibidor III con el 83%.

Al finalizar las 24 horas de observación (tiempo 3), se alcanzó el mayor porcentaje de rompimiento de emulsión para los inhibidores I y II.

10.3.4 Sludge. Al colocar en contacto los inhibidores I, II y III con el crudo del pozo NXW, no se encontró formación de Sludge. Las Figuras 32, 33 y 34 muestran las fotografías de la malla al finalizar la prueba.

Figura 32. Prueba de Sludge con el inhibidor III



Fuente: El autor.

Figura 33. Prueba de Sludge con el inhibidor I



Fuente: El autor.

Figura 34. Prueba de Sludge con el inhibidor II.



Fuente: El autor.

10.3.5 Mojabilidad Visual. Los productos evaluados: Inhibidor I, II y III mostraron tendencia a humectar por agua la arena.

10.4 PRUEBAS TECNICAS

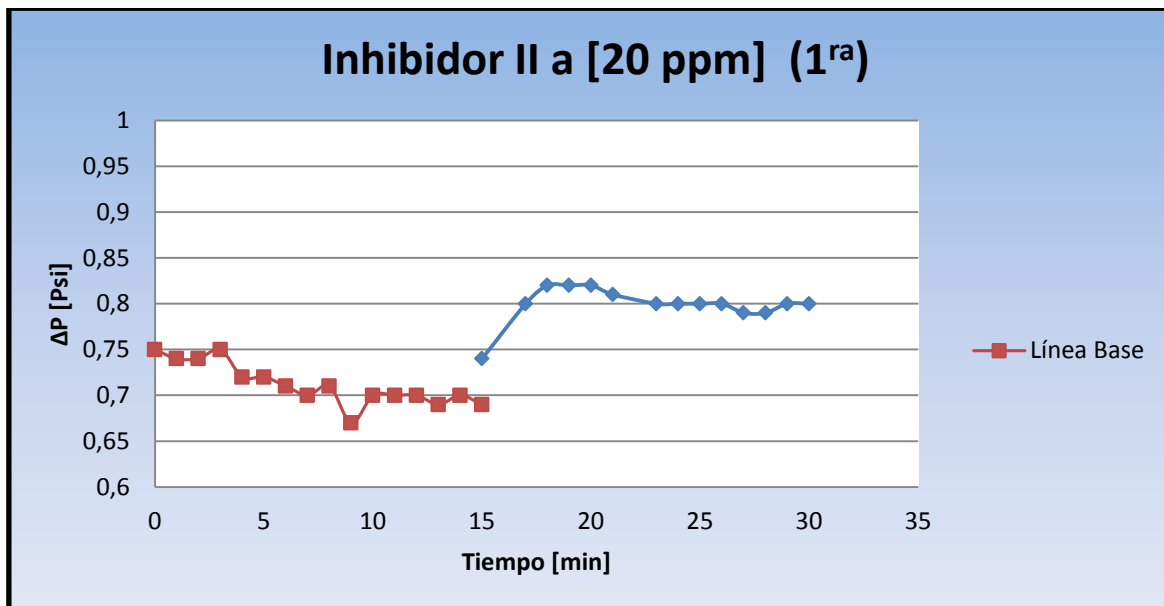
10.4.1 Estabilidad Térmica.

En esta prueba se evaluó la estabilidad de los inhibidores y los posibles cambios en su estructura, al ser sometidos por 5 días a 122°C y 4.500 psi. En el Anexo II se presentan los espectros de los Inhibidores I, II y III al iniciar y al finalizar la prueba.

De acuerdo con los resultados y los espectros de los productos se puede inferir que los inhibidores I y II no sufren cambios en su estructura, ni se degradan al ser sometidos por 5 días a 122 °C y 4.500 psi.

10.4.2 Eficiencia Dinámica. Los resultados de la prueba de eficiencia dinámica con los inhibidores I, II y III se encuentran en las Figuras 35 a 49.

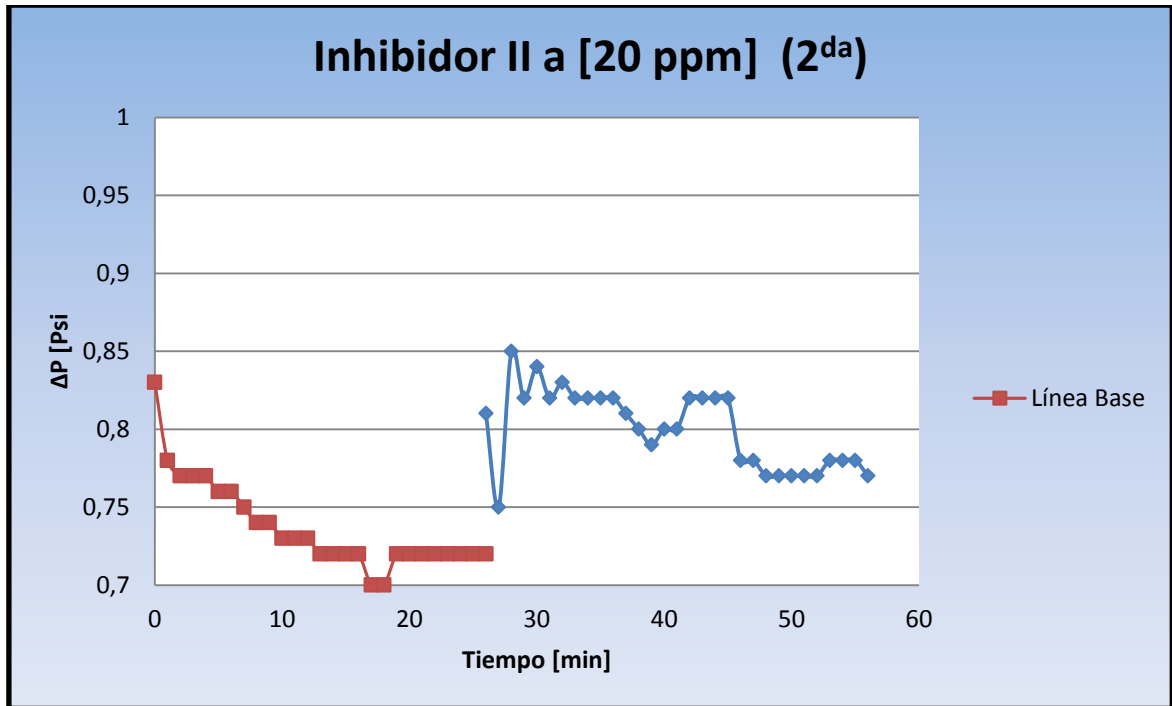
Figura 35. Diferencial de presión en función del tiempo para el inhibidor II, a 20 ppm, 3000 Psi y 120°C



Fuente: El autor.

En la figura anterior se observa que no hubo precipitación de la salmuera, ya que el diferencial de presión aumentó en menos de 1 Psi con respecto a la línea base. Se repite la prueba a esta concentración porque la adición del inhibidor modificó el pH de la salmuera, lo cual afecta la precipitación.

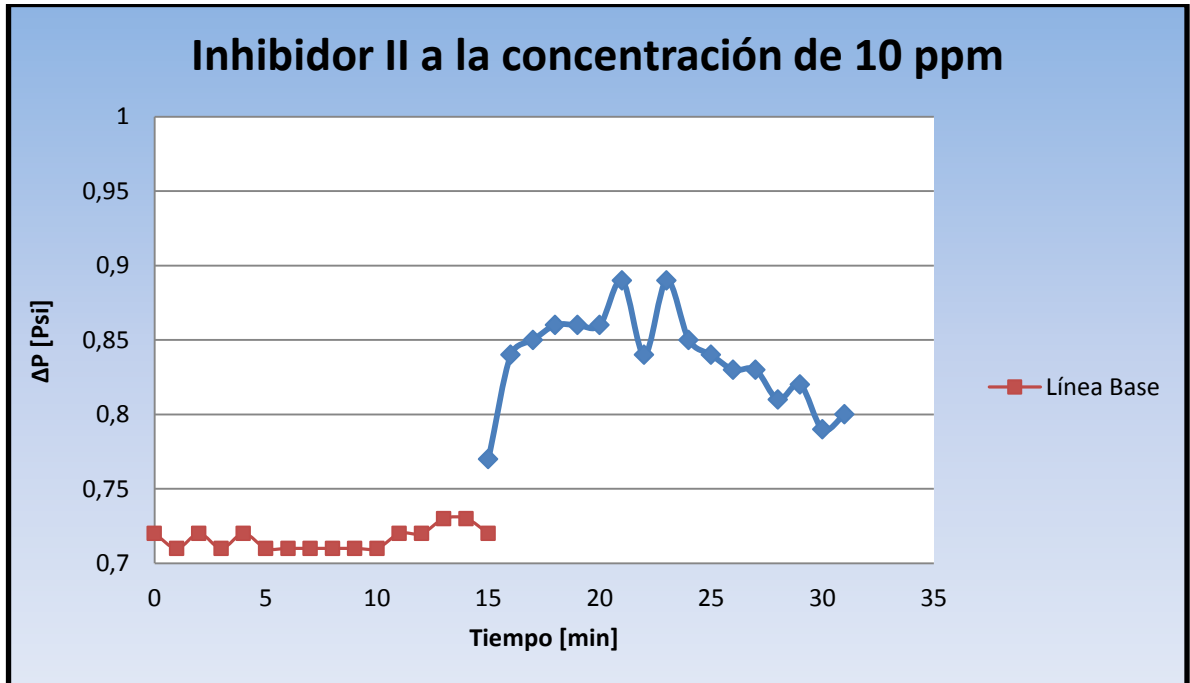
Figura 36. Diferencial de presión en función del tiempo para el inhibidor II, a 20 ppm, 3000 Psi y 120°C.



Fuente: El autor.

Al repetir la prueba modificando el pH después de ser dosificado el inhibidor, y manteniendo las mismas condiciones se demuestra que no ocurre precipitación a la concentración de 20 ppm.

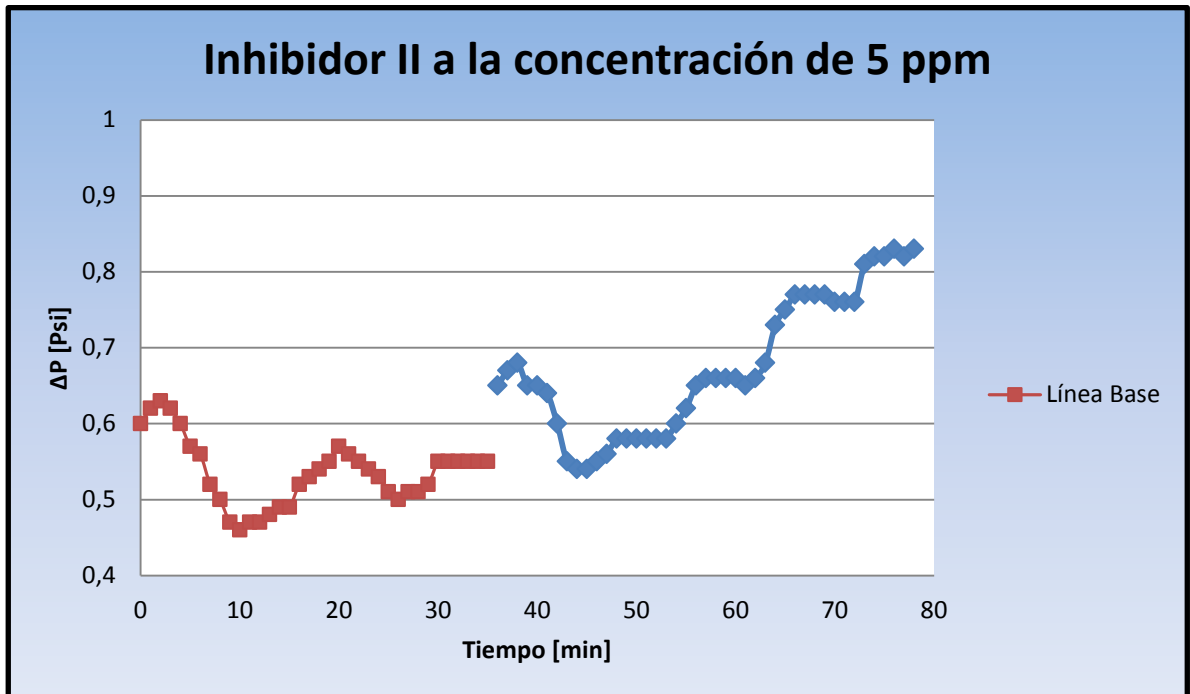
Figura 37. Diferencial de presión en función del tiempo para el inhibidor II, a 10 ppm, 1500 Psi y 120°C.



Fuente: El autor.

En la Figura 37 se puede apreciar que la línea base tiene un comportamiento cercano al ideal. A esta concentración el diferencial de presión tampoco aumenta 1 Psi con respecto a línea base, pero aumenta comparado con su valor inicial y alcanza un valor mayor que el obtenido para la concentración de 20 ppm.

Figura 38. Diferencial de presión en función del tiempo para el inhibidor II, a 5 ppm, 1500 Psi y 120°C.



Fuente: El autor.

Para la concentración de 5 ppm de inhibidor II se observa como el diferencial de presión aumenta a medida que pasa el tiempo, lo cual es resultado de la formación de incrustaciones en la tubería de espiral del equipo.

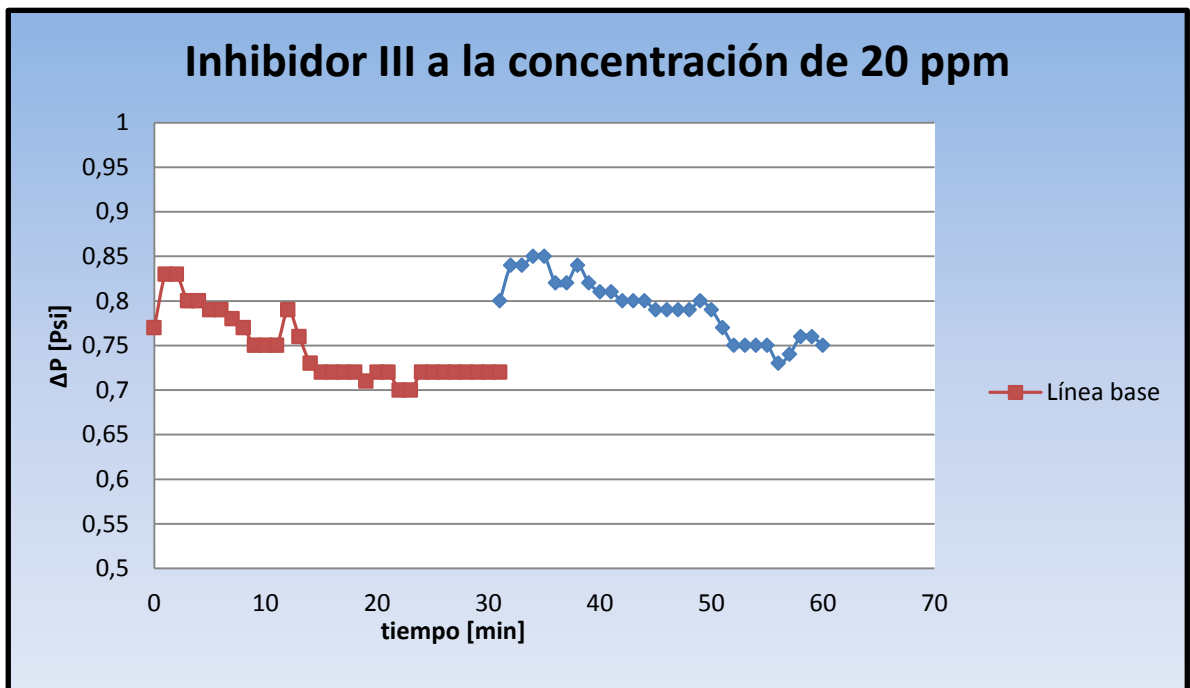
Al comparar los resultados obtenidos para las concentraciones de 20, 10 y 5 ppm, se puede observar el efecto de la concentración de inhibidor sobre el diferencial de presión. Al disminuir la concentración de inhibidor el diferencial de presión aumenta progresivamente con el tiempo (ver figuras 35, 36, 37 y 38).

Para ninguna de las concentraciones evaluadas del inhibidor II se produjo un aumento en el diferencial de presión de 1 Psi, sin embargo el diferencial de

presión aumentó con respecto al valor inicial a las concentraciones de 5 y 10 ppm, lo cual muestra una tendencia incrustante.

Los resultados obtenidos para el inhibidor II permitieron determinar que la concentración mínima del inhibidor para prevenir o evitar la formación de incrustaciones debe ser mayor a 10 ppm.

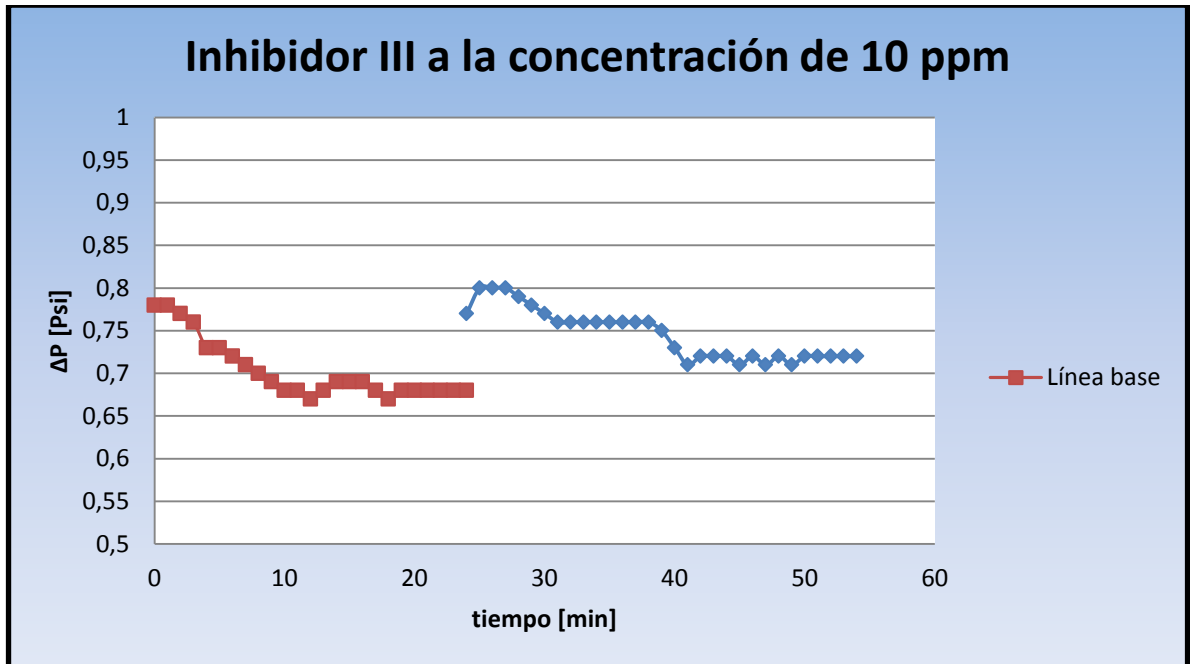
Figura 39. Diferencial de presión en función del tiempo para el inhibidor III, a la concentración de 20 ppm, 1500 Psi y 120°C.



Fuente: El autor.

En la Figura 39 se observa que al inyectar el inhibidor III, con una concentración de 20 ppm, el diferencial de presión aumenta al principio y posteriormente empieza a descender, lo cual evidencia que la concentración empleada evita o retarda la formación de incrustaciones en la tubería del equipo.

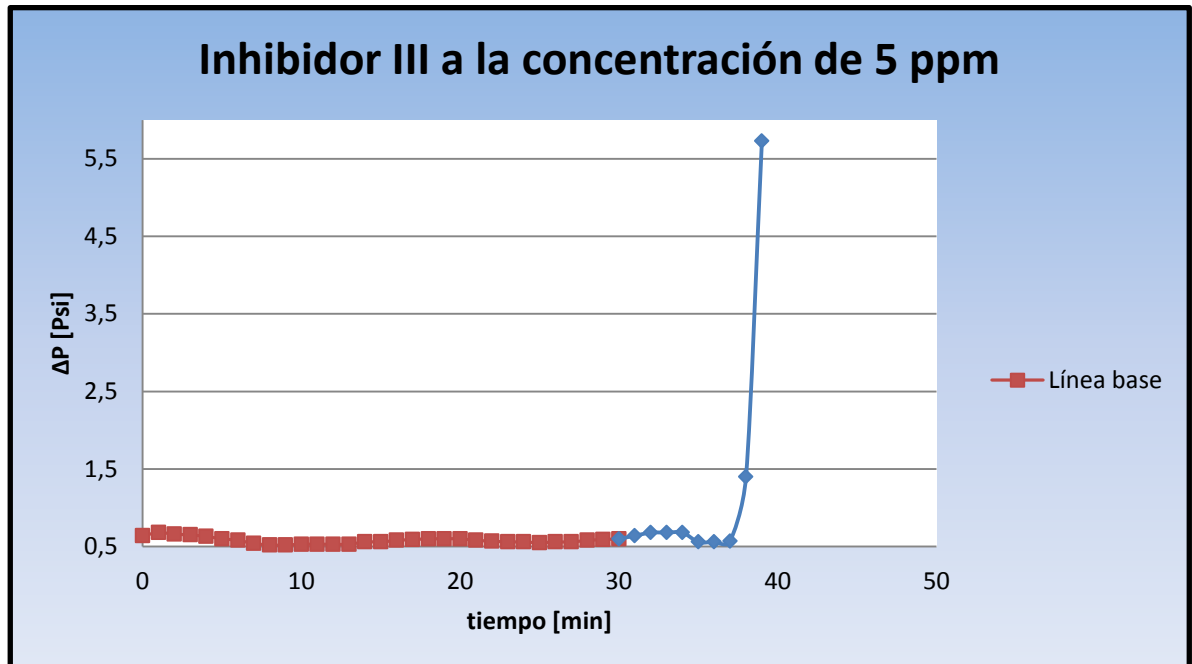
Figura 40. Diferencial de presión en función del tiempo para el inhibidor III, a la concentración de 10 ppm, 1500 Psi y 120°C.



Fuente: El autor.

Cuando se reduce la concentración de inhibidor a 10 ppm para obtener la mínima concentración capaz de evitar la formación y el depósito de incrustaciones, se observa un comportamiento similar al obtenido para la concentración de 20 ppm. Con base en lo anterior se comprueba que la concentración de 10 ppm de inhibidor III impide la formación de incrustaciones en la tubería del equipo a las condiciones de la prueba.

Figura 41. Diferencial de presión en función del tiempo para el inhibidor III, a la concentración de 5 ppm, 1500 Psi y 120°C.



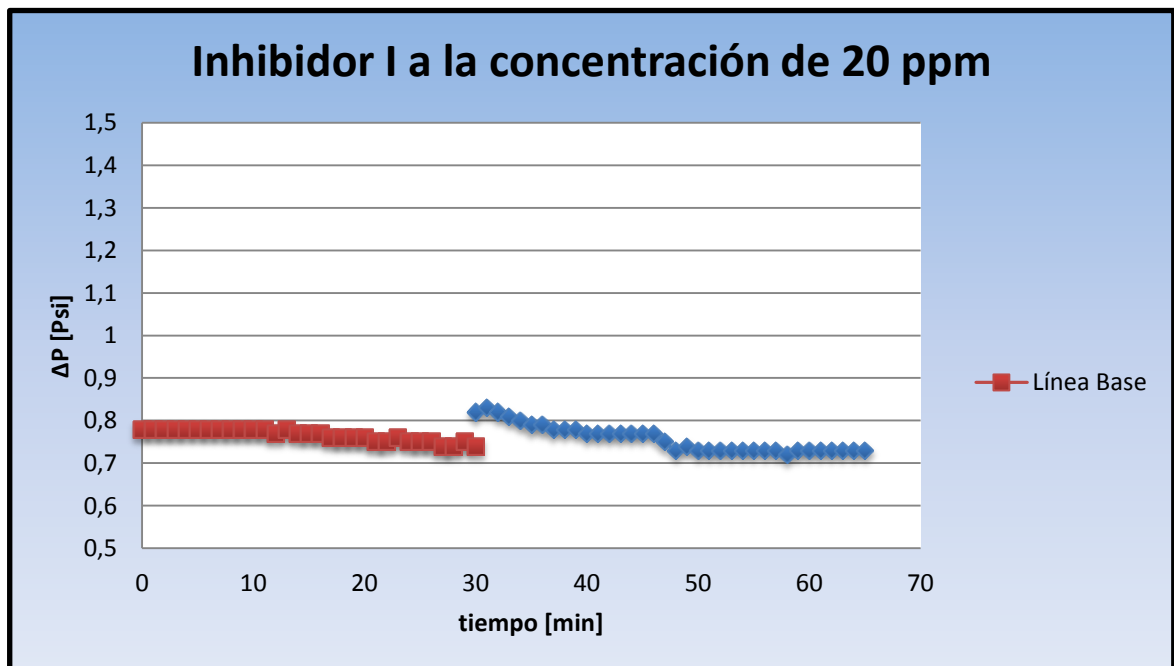
Fuente: El autor.

En la figura 41 se observa que la línea base tiene una tendencia lineal, comportamiento que coincide con el esperado. Con respecto al diferencial de presión, este aumenta considerablemente después de los 36 minutos de la prueba, alcanzando rápidamente una presión de 5,73 Psi. Este diferencial es el resultado de la formación y depósito de incrustaciones en la tubería en forma de espiral del equipo, a medida que transcurre el tiempo. Entre mayor área es ocupada por las incrustaciones, menor es el flujo que puede pasar a través de la tubería y por tanto la presión al final de las líneas se incrementa.

De acuerdo a los resultados mostrados en las figuras 39-41 se puede concluir que no hubo depósito de incrustaciones en la tubería del equipo para las

concentraciones de 20 y 10 ppm, pero si para la de 5 ppm. Por lo tanto la MIC debe estar en un rango de 6 a 10 ppm. Para pruebas realizadas no se determinó la concentración mínima de este inhibidor.

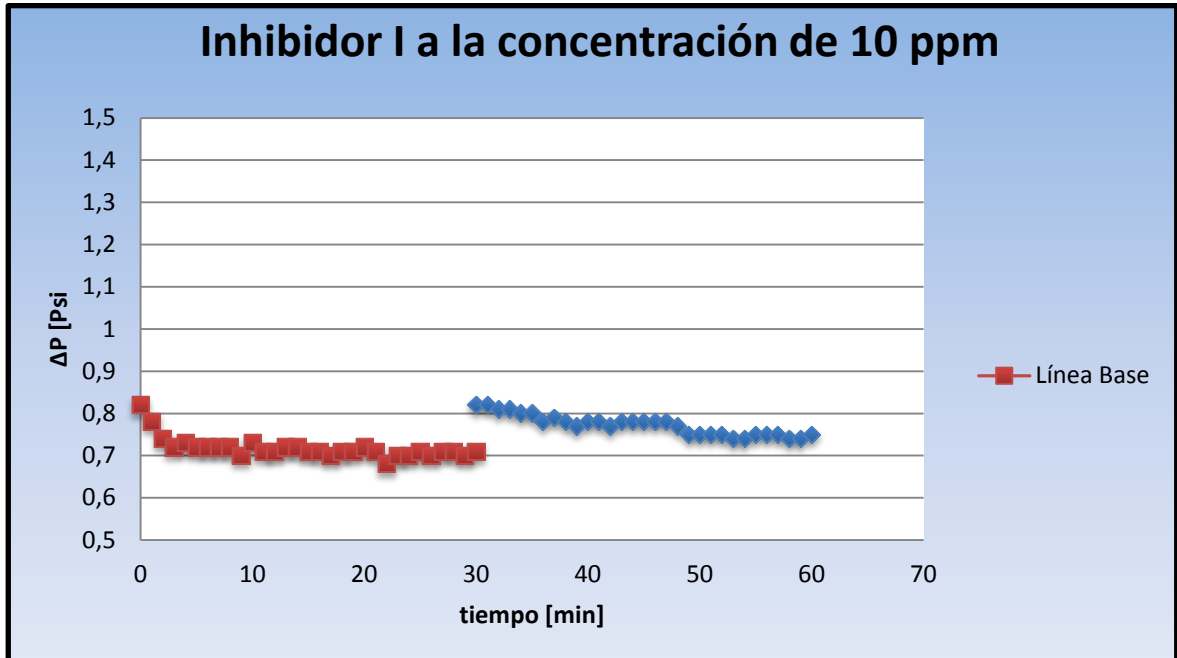
Figura 42. Diferencial de presión en función del tiempo para el inhibidor I, a 20 ppm, 1500 Psi y 120°C.



Fuente: El autor.

En la figura 42 se observa claramente que la concentración de 20 ppm del inhibidor I previene la formación de incrustaciones a las condiciones de la prueba. También se puede notar que la línea base tiene tendencia lineal, acercándose al comportamiento ideal o esperado.

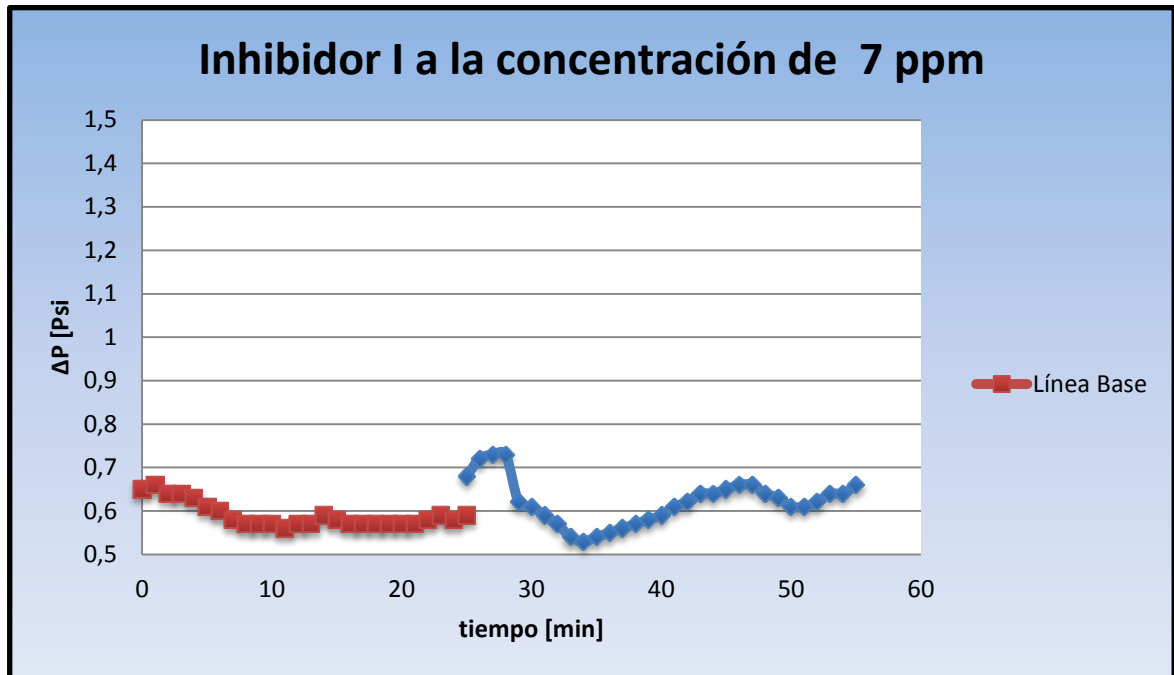
Figura 43. Diferencial de presión en función del tiempo para el inhibidor I, a 10 ppm, 1500 Psi y 120°C.



Fuente: El autor.

En la figura 43 se observa la disminución del diferencial de presión a medida que pasa el tiempo, lo cual indica que la concentración de 10 ppm de inhibidor I previene efectivamente la formación de incrustaciones a las condiciones de la prueba.

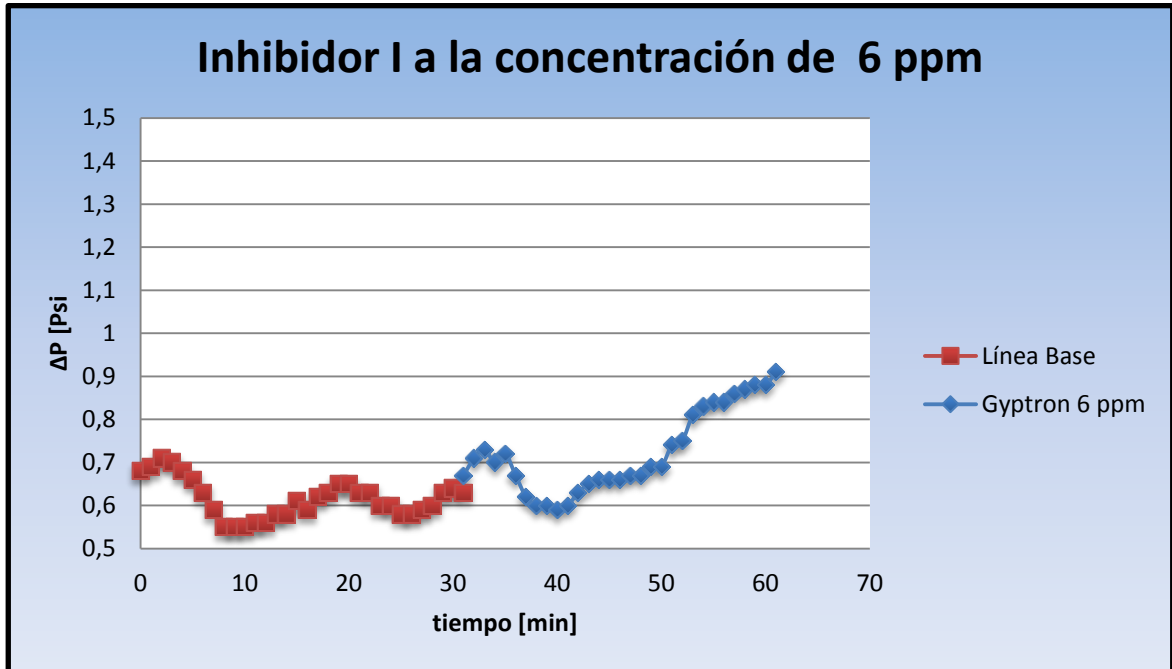
Figura 44. Diferencial de presión en función del tiempo para el inhibidor I, a 7 ppm, 1500 Psi y 120°C.



Fuente: El autor.

Al evaluar el inhibidor I a la concentración de 7 ppm se obtiene una disminución en el diferencial de presión a los 4 minutos de inyectarse salmuera, y 30 minutos después un aumento de este. Finalmente el diferencial de presión alcanza un valor menor que el inicial, lo cual indica que esta concentración previene o evita la formación de incrustaciones a las condiciones de la prueba.

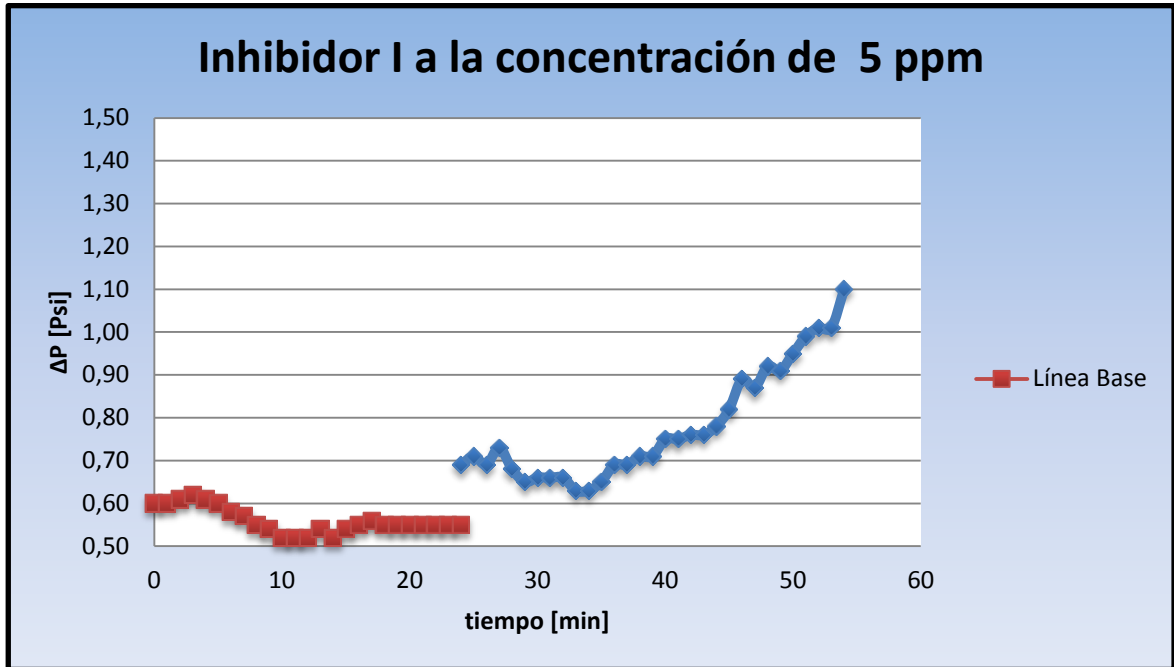
Figura 45. Diferencial de presión en función del tiempo para el inhibidor I, a 6 ppm, 1500 Psi y 120°C.



Fuente: El autor.

Como se puede observar en la figura 45, la concentración de 6 ppm de Inhibidor I no es efectiva para prevenir la formación de incrustaciones a la temperatura de 120°C y Presión de 1500 Psi. Como resultado de la formación de incrustaciones y adherencia en la tubería, el diferencial de presión aumenta a medida que pasa el tiempo.

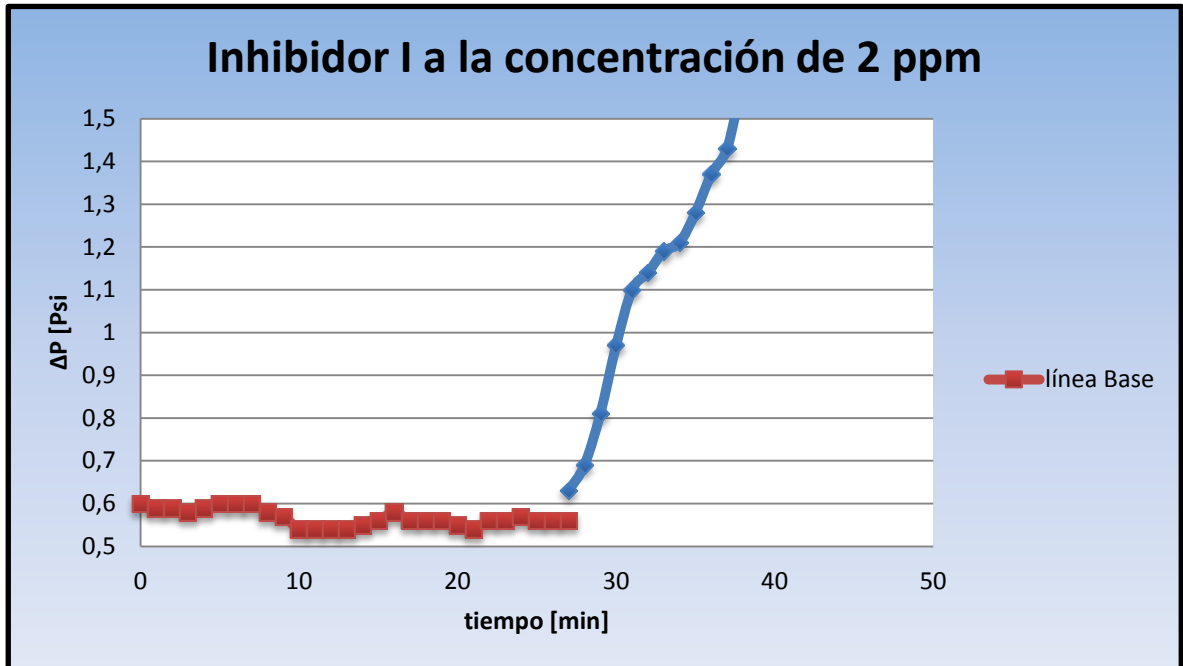
Figura 46. Diferencial de presión en función del tiempo para el inhibidor I, a 5 ppm, 1500 Psi y 120°C.



Fuente: El autor.

La Figura 46 muestra los resultados obtenidos cuando se inyecta el inhibidor I a la concentración de 5 ppm. El análisis del diferencial de presión indica la formación de incrustaciones en el interior de la tubería. A medida que pasa el tiempo la depositación se incrementa, lo cual genera un aumento simultáneo del diferencial de presión. También se observa que al comparar el diferencial de presión final con el obtenido a una concentración mayor (6 ppm) este toma un valor más grande.

Figura 47. Diferencial de presión en función del tiempo para el inhibidor I a 2 ppm, 1500 Psi y 120°C.



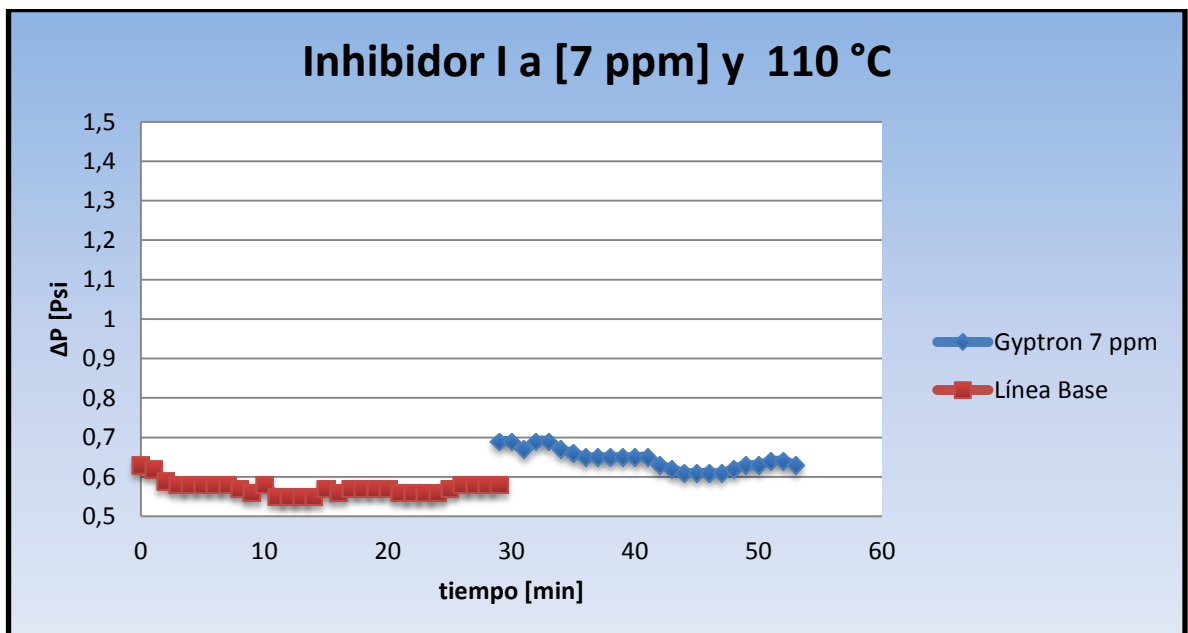
Fuente: El autor.

La Figura 47 muestra los resultados obtenidos al inyectar el inhibidor I a la concentración de 2 ppm. Como se puede observar, el diferencial de presión se incrementa rápidamente alcanzando el valor de 1,58 Psi a los 38 minutos de iniciada la prueba. En ese momento aumenta 1 Psi con respecto a la línea base. El comportamiento del diferencial de presión evidencia la formación de incrustaciones debida a que la concentración de inhibidor empleada no es efectiva.

De los resultados mostrados en las gráficas 42-47 se determinó que la concentración mínima del inhibidor I que evita, retarda o reduce la formación de incrustaciones a la temperatura de 120°C y presión de 1500 Psi es 7 ppm.

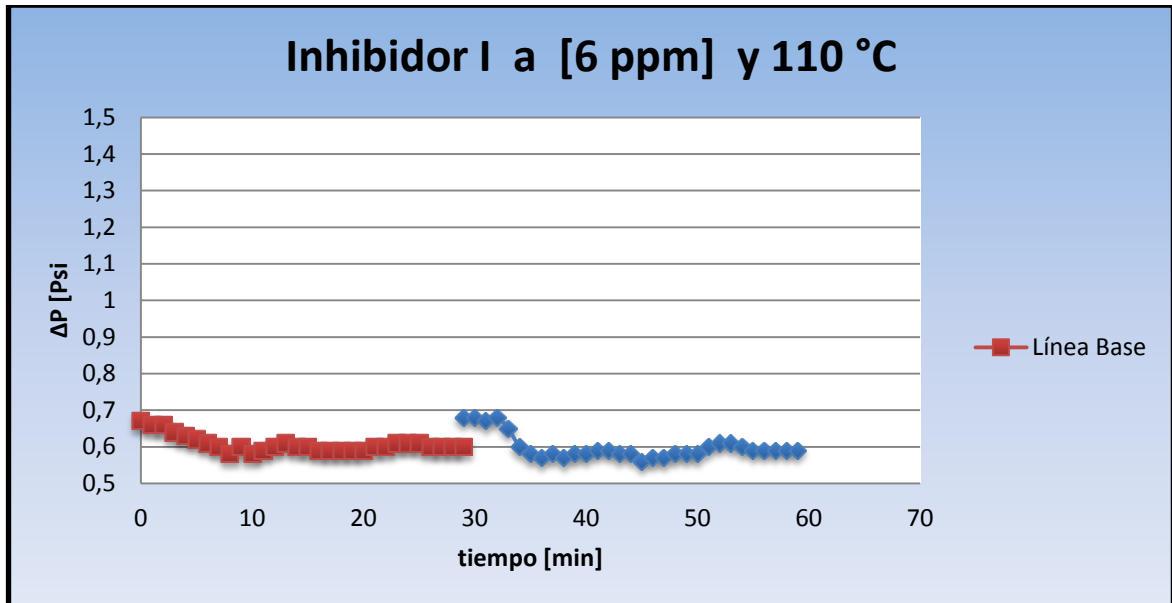
El efecto de la temperatura sobre el diferencial de presión del inhibidor y la línea base se puede apreciar al comparar la figura 48 con 44 y la 49 con 45. Una disminución de la temperatura de 10°C evita la precipitación a las concentraciones de 7 y 6 ppm. Lo anterior demuestra que la temperatura es un factor determinante en el proceso de precipitación ya que favorece la sobresaturación de la solución.

Figura 48. Diferencial de presión en función del tiempo para el inhibidor I, a 7 ppm, 1500 Psi y 110°C.



Fuente: El autor.

Figura 49. Diferencial de presión en función del tiempo para el inhibidor I, a 6 ppm, 1500 Psi y 110°C.



Fuente: El autor.

Los resultados de la prueba de eficiencia dinámica para los inhibidores I, II y III se resumen en la Tabla 17.

Los resultados reportados en la Tabla 17 están basados en la siguiente nomenclatura:















Presentó precipitado



No presentó precipitado

Tabla 17. Resultados de la prueba de eficiencia dinámica.

PRODUCTOS	CONCENTRACIONES					
	2 ppm	5 ppm	6 ppm	7 ppm	10 ppm	20 ppm
Inhibidor I						
Inhibidor III	-		-	-		
Inhibidor II	-		-	-		

Fuente: El autor.

10.5 COMPATIBILIDAD FLUIDO-ROCA

Para determinar la permeabilidad después de la Restauración de Mojabilidad del Plug, se realizaron ciclos de inyección de crudo - salmuera hasta que los valores del diferencial de presión (ΔP), de los dos últimos ciclos variaran en menos del 5% durante 10 Vp desplazados. Los resultados obtenidos se muestran en la Tabla 18.

Tabla 18. Diferencial de presión y caudal para los 4 ciclos de crudo-salmuera.

	FLUIDO	Q [cm ³ /min]	$\overline{\Delta P}$ [Psi]
CICLO 1	Crudo	0.8	81.3
	Salmuera	0.8	11.7
CICLO 2	Crudo	1.0	90.7
	Salmuera	0.8	7.3
CICLO 3	Crudo	1.0	78.0
	Salmuera	0.8	45.7
CICLO 4	Crudo	1.0	80.4
	Salmuera	1.0	35.4

Fuente: El autor.

De los datos reportados en la Tabla 18 se observa que inicialmente se desplazó crudo y salmuera al mismo caudal (0.8 cm³/min), y posteriormente se aumentó el caudal a 1 cm³/min para desplazar crudo. Esta modificación del caudal se debió al carácter parafínico del crudo, ya que a las condiciones iniciales se presentaron problemas de taponamiento de las líneas de desplazamiento y obstrucción en la línea de producción. Para comparar los resultados obtenidos se realizó el cálculo del diferencial de presión a caudal de 1 cm³/min (ver Tabla 19).

Tabla 19. Comparación de los diferenciales de presión obtenidos a caudal de 1 cm³/min.

	FLUIDO	Q [cm ³ /min]	$\overline{\Delta P}$ [Psi]
CICLO 1	Crudo	1.0	101.6
	Salmuera	1.0	14.6
CICLO 2	Crudo	1.0	90.7
	Salmuera	1.0	9.1
CICLO 3	Crudo	1.0	78.0
	Salmuera	1.0	57.1
CICLO 4	Crudo	1.0	80.4
	Salmuera	1.0	35.4

Fuente: El autor.

Al Finalizar el ciclo 4 se obtuvo la condición esperada para el caso del crudo, ya que el ΔP (ciclo 4) = ΔP (ciclo 3) \pm 5 %, por lo tanto se cumple que las dos últimas permeabilidades al crudo son aproximadamente iguales con una diferencia de 5%:

$$K_{oil_n} = K_{oil_{n-1}} \pm 5 \%$$

Después de los 4 ciclos de crudo-salmuera se realizó un quinto ciclo de crudo antes de inyectar el tratamiento orgánico e inhibidor, y un ciclo final de crudo después del desplazamiento de 1500 Vp de salmuera y tratamiento orgánico. Los resultados obtenidos para estos ciclos de crudo se resumen en la Tabla 20.

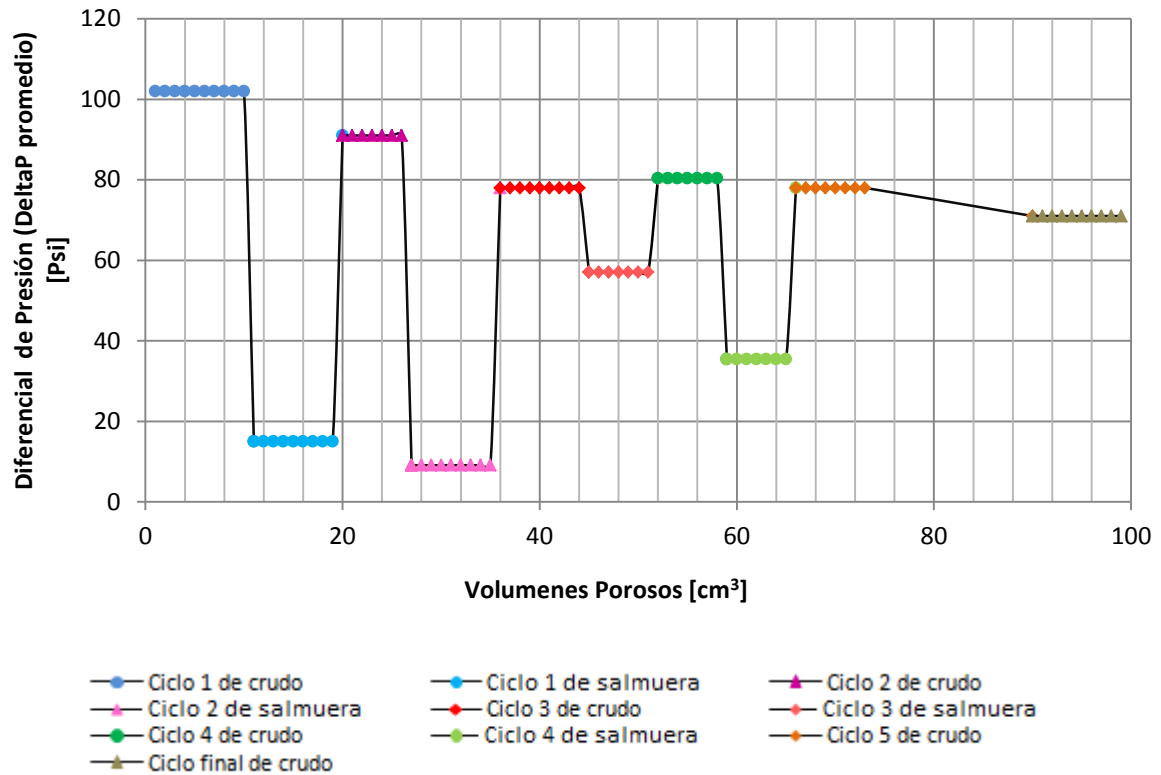
Tabla 20. Diferencial de presión y caudal para los ciclos 5 y final de crudo.

	FLUIDO	Q [cm ³ /min]	$\overline{\Delta P}$ [Psi]
CICLO 5	Crudo	1.0	77.5
CICLO FINAL	Crudo	1.0	71.3

Fuente: El autor.

La Figura 50 muestra los resultados de los 4 ciclos de crudo – salmuera, y los ciclos de crudo antes y después de aplicar el tratamiento.

Figura 50. Diferencial de presión promedio en función del volumen poroso para los ciclos de crudo y salmuera desplazados.



Fuente: El autor

En la Figura 50 se puede observar el efecto del preflujo orgánico e inhibidor I sobre el diferencial de presión, comparando el ΔP obtenido antes y después de la inyección de los productos (ΔP en el ciclo 5 de crudo y en el ciclo final de crudo respectivamente). Al comparar el diferencial de presión se puede evidenciar una disminución en el valor de este que corresponde a 6.2 Psi. De acuerdo a la ley de Darcy, el diferencial de presión se relaciona con la permeabilidad mediante la siguiente ecuación:

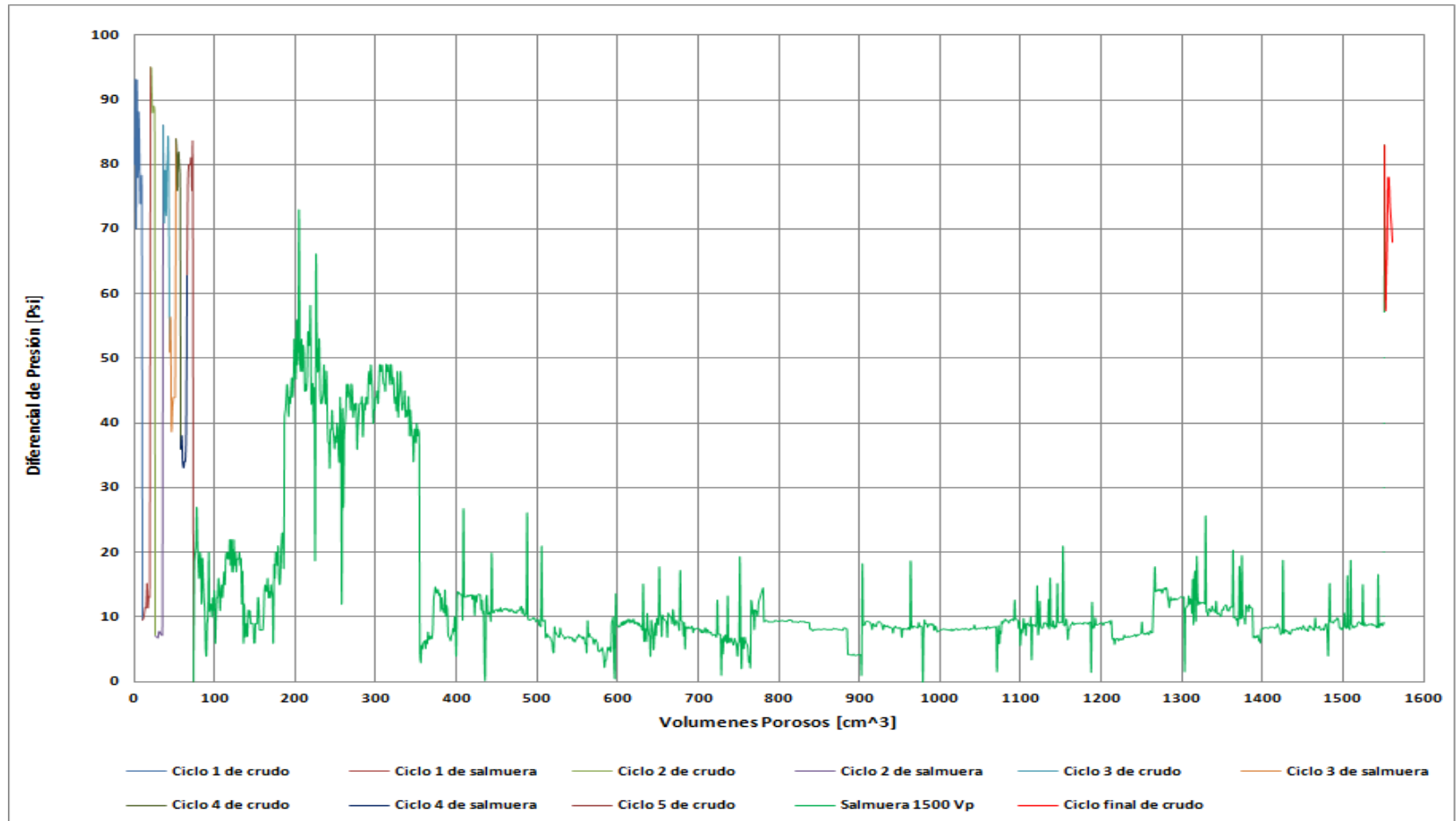
$$K = \frac{Q \cdot \mu \cdot L}{A \cdot \Delta P}$$

donde, Q representa el caudal, μ la viscosidad del fluido que se desplaza, L la longitud del plug y A el area de plug. ^[17] Teniendo en cuenta que los valores de μ, L y A son constantes, la permeabilidad depende solo del caudal y el diferencial de presión, con el cual tiene una relación inversamente proporcional. Con base en lo anterior se puede afirmar que la disminución del diferencial de presión en la última etapa de la prueba es un resultado favorable ya que aumenta la permeabilidad de la roca, por tanto el tratamiento realizado no ocasiona un daño a la formación de interés y es compatible con el yacimiento. El inhibidor I se clasifica como apto para una aplicación de inyección.

Cabe mencionar que el valor de la permeabilidad no fue calculada debido a que no fue posible medir la viscosidad de los fluidos a desplazar.

La Figura 51 muestra el comportamiento del diferencial de presión al desplazar 1500 volúmenes porosos de salmuera en el sentido de producción

Figura 51. Diferencial de presión en función del volumen poroso para el desplazamiento de 1500 Vp de salmuera.

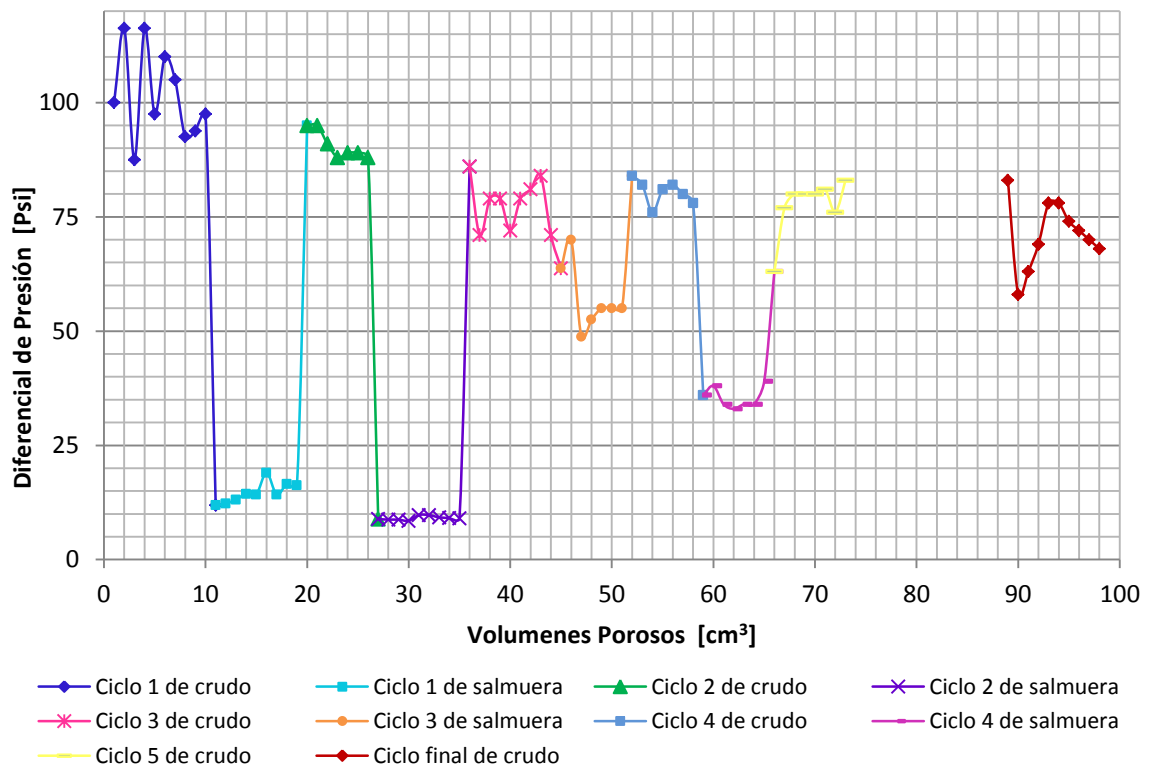


Fuente: El autor

En la gráfica anterior se puede observar que el diferencial de presión para el desplazamiento de salmuera hasta 1500 Vp se incrementa inicialmente, y luego desciende hasta valores menores de 30 Psi. Específicamente el ΔP se encuentra en el rango de 0-27 Psi. Si se compara los valores de ΔP con los obtenidos para el ciclo anterior de salmuera (ciclo 4) se observa que la variación para este ciclo esta en el intervalo de 33-39 Psi. (ver Figura 52)

Con base en lo mencionado anteriormente se comprueba que el tratamiento utilizado aumenta la permeabilidad de la roca al agua. Este resultado concuerda con el obtenido al analizar la permeabilidad de la roca al crudo mediante los valores de ΔP de los ciclos de crudo.

Figura 52. Diferencial de presión en función del volumen poroso para los ciclos de crudo y salmuera desplazados.



Fuente: El autor.

11. DIVULGACIÓN DE RESULTADOS

El presente trabajo de investigación se pretende exponer en congresos nacionales e internacionales. Además se planea publicar artículos sobre la investigación en revistas reconocidas a nivel nacional e internacional en el área de Química y de los Hidrocarburos.

12. CONCLUSIONES

Las pruebas de caracterización básica permitieron descartar a los inhibidores con mayor desviación de las propiedades reportadas en la ficha técnica (MSDS), de acuerdo a los criterios establecidos por las compañías fabricantes de los productos.

Al evaluar la compatibilidad de los inhibidores con los fluidos y arena de la formación, solo el inhibidor I fue compatible en todas las pruebas realizadas. El inhibidor II tuvo buenos resultados en las pruebas de sludge, mojabilidad visual y rompimiento de emulsiones; mientras que el inhibidor III tuvo buenos resultados en las pruebas de compatibilidad crudo-salmuera, sludge y mojabilidad visual.

De acuerdo a la comparación de los espectros infrarrojo, los inhibidores I y II fueron estables térmicamente a la temperatura de fondo de pozo, mientras que el inhibidor III presentó degradación térmica al ser sometido durante 5 días a la misma T.

No se determinó la concentración mínima de cada inhibidor, sin embargo para los inhibidores a los cuales no se les estableció este valor, se determinó un rango dentro del cual la concentración de inhibidor prevenía o evitaba el depósito de las incrustaciones en tubería del equipo.

Al evaluar el inhibidor seleccionado (inhibidor I) mediante pruebas de desplazamiento fluido-roca, se pudo establecer que el inhibidor no causa daño a la formación al ser inyectado en el pozo NXW.

El aumento de la permeabilidad al hacer fluir el inhibidor I a través del núcleo en la prueba de desplazamiento, indicó que el producto utilizado es compatible con el yacimiento y apto para una inyección por squeeze.

Los tres inhibidores evaluados no presentaron Sludges al término de 24 horas y mostraron tendencia a humectar por agua la arena en la prueba de Mojabilidad.

En las pruebas de eficiencia dinámica se pudo observar que al reducir la presión a la mitad (3000 Psi a 1500 Psi), el diferencial de presión en función del tiempo no se afectó, en cambio una disminución de 10°C en la temperatura (120°C a 110°C), ocasiona la reducción del diferencial de presión y es crucial para la determinación de la MIC.

Se determinó la concentración mínima del inhibidor II necesaria para prevenir o evitar la formación de incrustaciones, la cual debe ser mayor a 10 ppm a las condiciones de la prueba (T=120°C y P=1500 Psi).

Se determinó la concentración mínima del inhibidor I que es efectiva para retardar, reducir o evitar la formación de incrustaciones a las condiciones de la prueba (T=120°C y P=1500 Psi) en 7 ppm.

Se evidenció el efecto del pH en la precipitación, ya que a valores muy pequeños no se producía la formación de incrustaciones en la salmuera, y a valores muy altos la precipitación ocurría en un tiempo menor a 20 minutos.

BIBLIOGRAFÍA

[1] KELLAND, Malcolm A. Effect of Various Cations on the Formation of Calcium Carbonate and Barium Sulfate Scale with and without Scale Inhibitors. En: I&EC Research. Marzo, 2011. p. 5852-5861.

[2] LEÓN, Orietta; CÁRDENAS, Carmen; CARRUYO, Jenny. Costumed of scale inhibitors in oilfield water plant. En: Rev. Téc. Ing. Unív. Zulia. 2002. Vol. 25, no. 1, p. 26-32.

[3] JINES, Jose Luis. Uso del tubo de diálisis en el diseño de tratamiento antiescala en el pozo SA 110 del campo sachá en distrito amazónico ecuatoriano. Trabajo de grado previo a la obtención del Título de: Ingeniero en Petróleo. Escuela Superior Politécnica del litoral. Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, 2010. 186 p.

[4] PINZÓN, Carmen; GARCÍA, Lucas Santiago; RODRÍGUEZ, Diego Felipe. Modelamiento Termodinámico para la Inhibición de Incrustaciones de Carbonato de Calcio en Sistemas Hidrocarburos. En: Revista Ingeniería y Región. Vol. 6, no. 1, p. 34-43.

[5] CRABTREE, Mike, *et al.* La lucha contra las incrustaciones - Remoción y prevención. Oilfield Review. Halliburton, 1999. p. 30-49.

[6] CHAMPION TECHNOLOGIES. LINEAS DE PRODUCTOS. Especialidades Químicas para la Industria Petrolera, 2009, 32 p.

[7] GPA ESTUDIOS Y SERVICIOS PETROLEROS S.R.L. Nota Técnica nº 23, 9 p.

[8] CRISTÓBAL, Sandra. Estudio del tamaño de partícula en la precipitación de sales con implicaciones en la formación de “scales”. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Químico. Universidad Rey Juan Carlos. Escuela Superior de Ciencias Experimentales y Tecnología, 2009. 68 p.

[9] PERTIERRA, Guillermo. Determinación del tamaño de partículas de CaCO_3 y CaSO_4 en presencia de inhibidores de formación de incrustaciones. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Químico. Universidad Rey Juan Carlos. Escuela Superior de Ciencias Experimentales y Tecnología, 2010. 67 p.

[10] PONTÓN, Diego; PAMBABAY, Iliana. Análisis Técnico-Económico y Diseño de Estimulaciones Matriciales para incrementar la productividad del campo Sacha en Petroproducción. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero en Petróleo. Escuela Superior Politécnica del litoral. Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, 2008, 274 p.

[11] CHEN, T.; NEVILLE, A.; YUAN, M.. Efecto de la combinación de los inhibidores DETPMP y PPCA sobre la formación de incrustaciones de CaCO_3 . En: SPE. Mayo 2004, p. 1-7.

[12] BARBA, Diana Lucia; MARTÍNEZ, Paola Elizabeth. Estudio y diseño de un sistema cerrado de reinyección de agua de formación para la Estación Central del Campo Sacha, Trabajo de grado para optar al título de Ingeniera en Petróleo. Escuela Politécnica Nacional. Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, 2009. 172 p.

[13] LOPEZ, Jefferson; MURILLO, John Peter. Dimensionamiento de un Sistema de Tratamiento de Agua de Formación Previo a su Disposición para un Campo en el Oriente Ecuatoriano. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero en Petróleo, Escuela Superior Politécnica del Litoral. Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, 2002. 189 p.

[14] LOPEZ, Ivan; TORRES, Fredy Enrique. Inhibición de los precipitados de Carbonato de Calcio en la cara de la Formación y sus alrededores. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos. Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ingenierías Físico-químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, 1999. 240 p.

[15] ROBUSTILLO, Ana Rosa. Estudio de la solubilidad de carbonatos y sulfatos con implicaciones en la formación de “scales”. Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Químico. Universidad Rey Juan Carlos. Escuela Superior de Ciencias Experimentales y Tecnología, 2009. 67 p.

[16] HE, Shiliang; KAN, Amy; TOMSON, Mason. Mathematical Inhibitor Model for Barium Sulfate Scale Control, Department of Environmental Science and Engineering. En: Langmuir. 1996. Vol. 12, no. 7, p. 1901-1905.

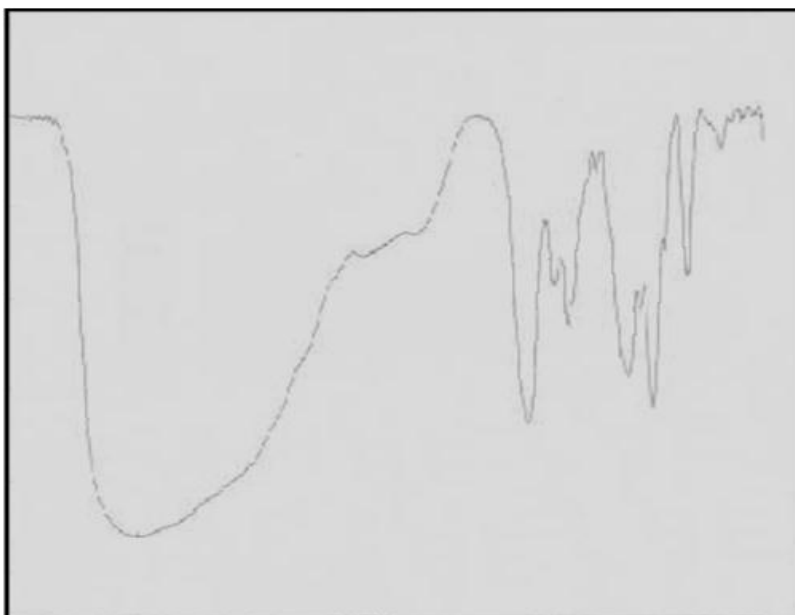
[17] CONTRERAS, Enrique. Desarrollo y aplicación de la capacidad para realizar pruebas de desplazamiento dinámico en muestras de núcleos de perforación de pozos petroleros. En: Boletín IEE Julio-Agosto 2001. p. 152-165.

ANEXOS

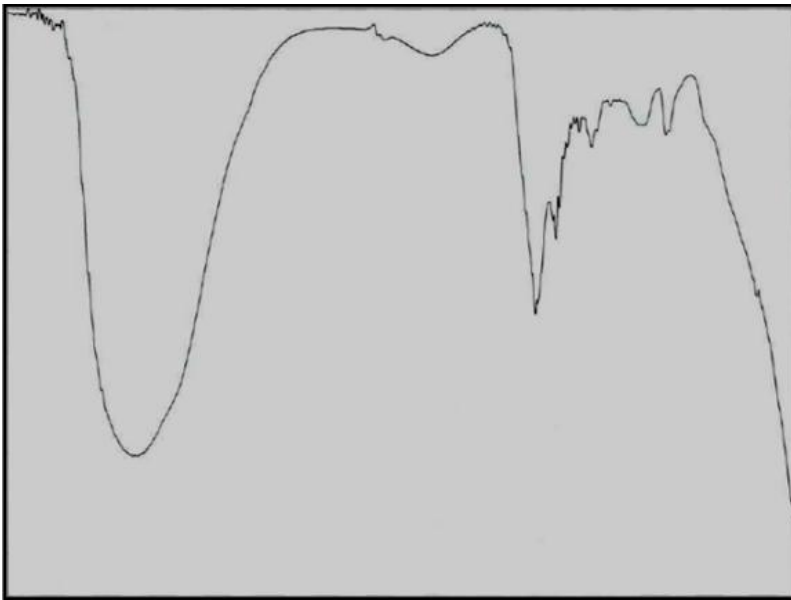
ANEXO A.

Espectro Infrarrojo de los inhibidores en la etapa de caracterización básica

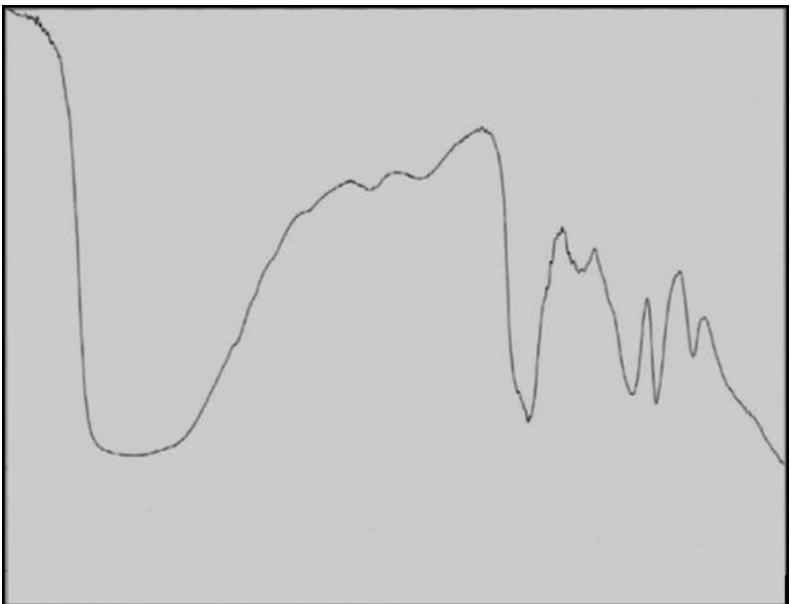
Espectro infrarrojo del inhibidor I puro



Espectro infrarrojo del Inhibidor III puro



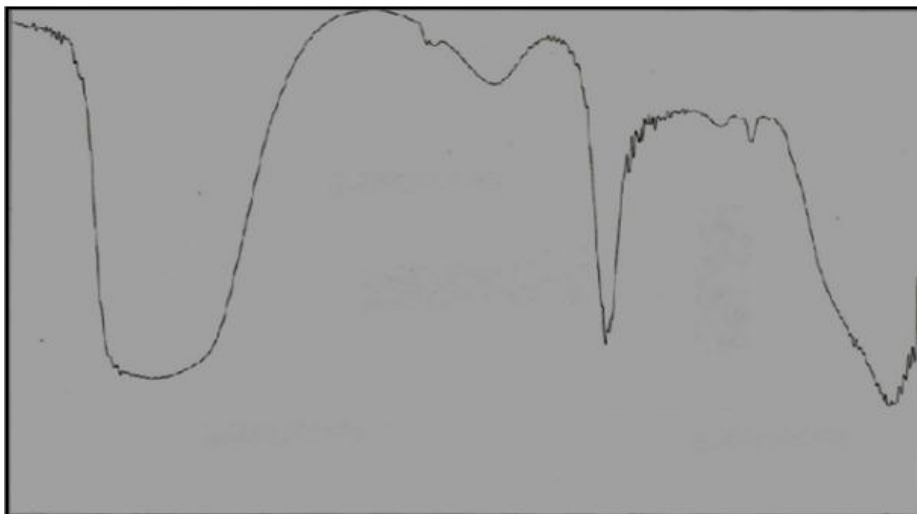
Espectro infrarrojo del Inhibidor II puro



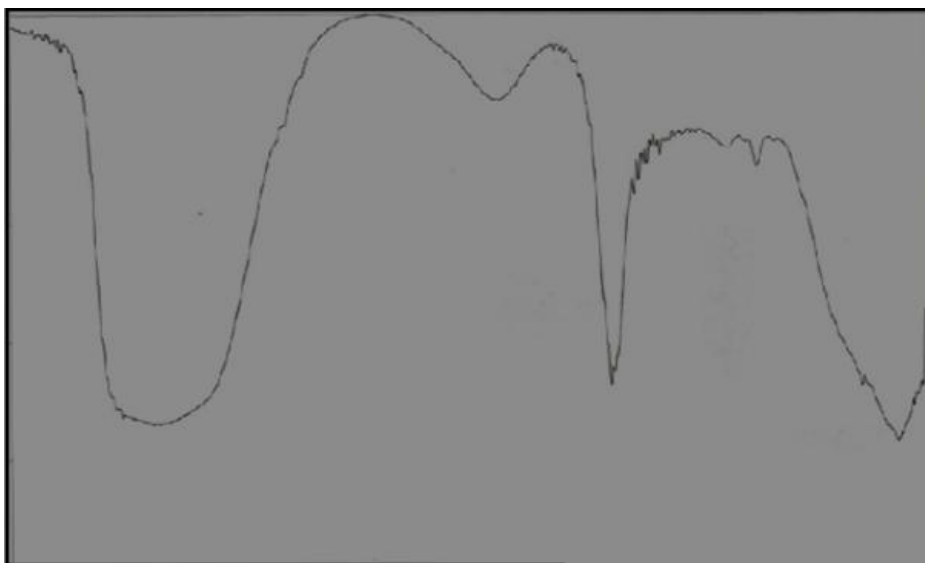
ANEXO B

Espectro Infrarrojo de los inhibidores antes y después de la prueba de estabilidad térmica.

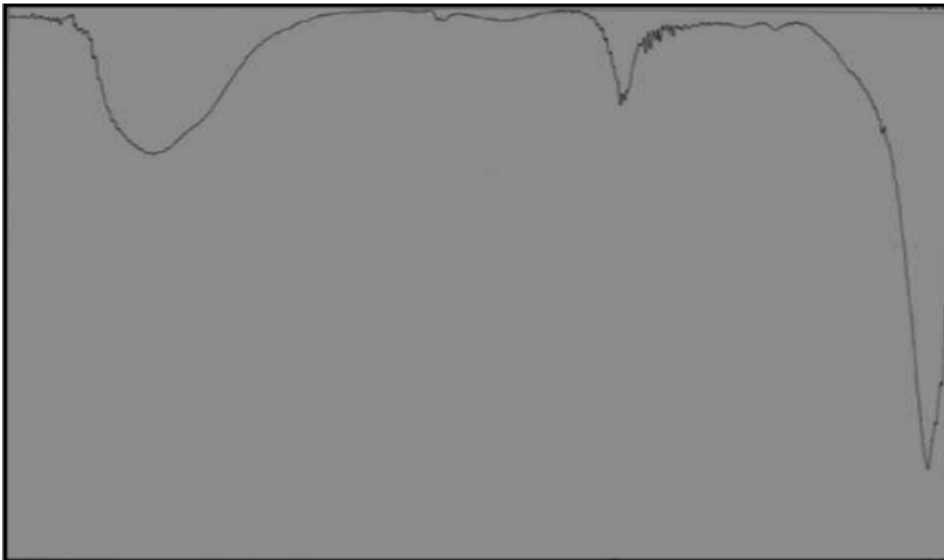
Espectro infrarrojo inicial del Inhibidor I



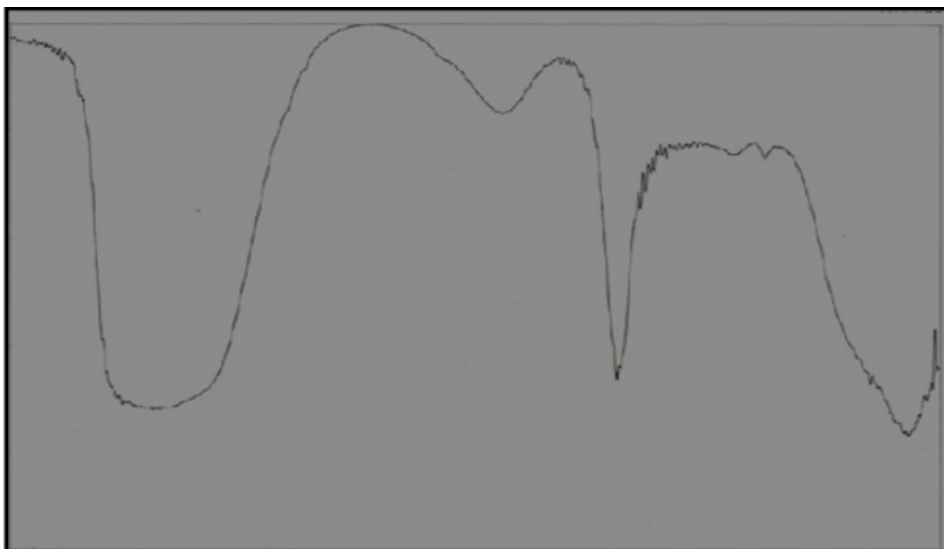
Espectro infrarrojo final del Inhibidor I



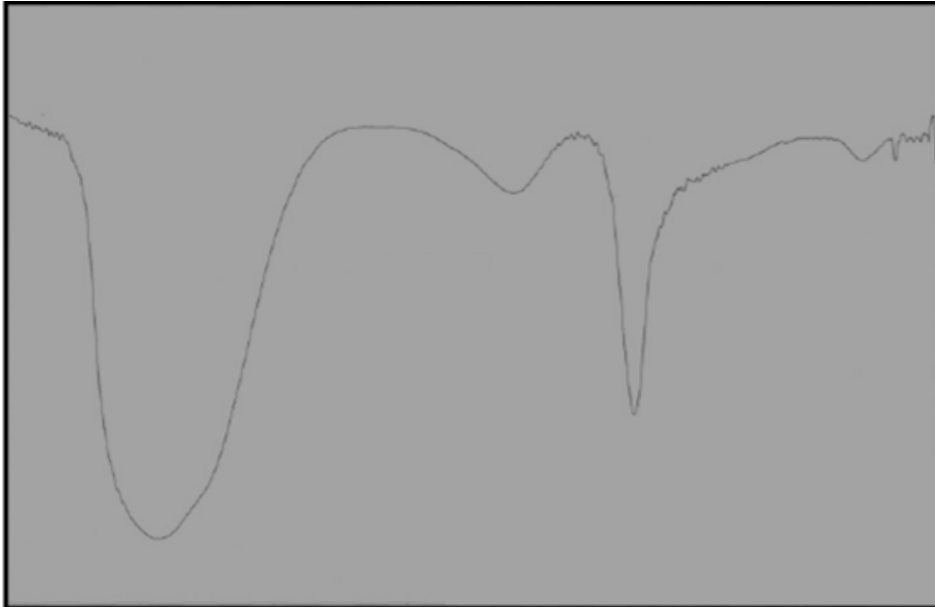
Espectro infrarrojo inicial del inhibidor II



Espectro infrarrojo final del inhibidor II



Espectro infrarrojo inicial del inhibidor III



Espectro infrarrojo final del inhibidor III

