

**EVALUACIÓN DE UN TRATAMIENTO PARA LA DISMINUCIÓN DE
PRECIPITACIONES DE SÓLIDOS EN EL AGUA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO
QUILLACINGA**

**LAURA LUCIA ÁLVAREZ BOLÍVAR
LAURA VALENTINA BAQUERO SALAMANCA**

**Proyecto integral de grado para optar al título de
INGENIERO QUÍMICO**

Director

Angie Tatiana Ortega Ramírez

MSc. Ingeniera Química

FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA

FACULTAD DE INGENIERÍAS

PROGRAMA DE INGENIERÍA QUÍMICA

BOGOTÁ D.C

2022

NOTA DE ACEPTACIÓN

Angie Tatiana Ortega Ramírez
Firma del Director

Nombre
Firma del Presidente Jurado

Juan Camilo Gómez Caipa
Firma del Jurado

Dany José Cárdenas Romay
Firma del Jurado

Bogotá, D.C junio 2022

DIRECTIVOS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. MARIO POSADA GARCÍA-PEÑA

Consejero Institucional

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Investigaciones

Dra. ALEXANDRA MEJÍA GUZMÁN

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. RICARDO ALFONSO PEÑARANDA CASTRO

Secretario General

Dr. JOSÉ LUIS MACÍAS RODRÍGUEZ

Decana Facultad de Ingeniería

DRA. NALINY GUERRA PRIETO

Directora Programa Ingeniería Química

Dra. NUBIA LILIANA BECERRA OSPINA

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

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, agradecemos a la empresa Gran Tierra Energy por brindarnos apoyo económico, de instalaciones y personal calificado para la realización de este trabajo, también a nuestra directora de tesis por su acompañamiento, entrega, soporte y orientación.

Le agradezco a mi mamá María Patricia por su apoyo, consejos, comprensión en los momentos más difíciles, su amor incondicional y permitirme tener una excelente educación; a mi familia por todo el apoyo brindado, por criarme y darme los valores y principios que me hicieron ser la persona que soy. Agradezco a Fernell Buritica por brindarme su sabiduría, paciencia y todo su amor en el transcurso de mi educación y mi vida. Agradezco a mi compañera de tesis por su tolerancia y lealtad, y a mis otras amistades que siempre han sido mi respaldo y mis compañeras de viaje, hoy culminamos esta maravillosa etapa de la vida y estoy profundamente agradecida por las experiencias y recuerdos vividos.

Laura Lucía Álvarez Bolívar

Quiero agradecer a Dios por guiarme y darme la oportunidad de finalizar esta etapa de mi vida, también a mis padres y hermana por brindarme su apoyo, acompañarme en cada momento difícil, darme motivación para seguir adelante, por haber sentido cada paso mío como suyo propio, inculcarme grandes valores y siempre estar para mí cuando pensaba que no podía más. Gracias a mi amor Nicolas por ser el hombre más incondicional, estar siempre en el momento indicado para mí, por brindarme el amor más puro y lindo y por ser parte de mi vida. Por ultimo y no menos importante, gracias a mi compañera de tesis, hicimos de algo que podía resultar mal, el más hermoso recuerdo, sin lugar a duda sin ti esto no hubiera sido posible, te deseo muchos éxitos en tu vida Inge.

Laura Valentina Baquero Salamanca

TABLA DE CONTENIDO

RESUMEN	14
INTRODUCCIÓN	15
OBJETIVOS	17
1. MARCO REFERENCIAL	18
1.1. Generalidades Incrustaciones	18
1.1.1. Definición	18
1.1.2. Origen de las incrustaciones	18
1.1.3. Factores que generan incrustaciones	19
1.1.4. Tipos de Incrustaciones	24
1.1.5. Formación de incrustaciones inorgánicas	25
1.1.6. Matriz de expertos	26
1.1.7. Consecuencias de las incrustaciones	29
1.1.8. Matriz de peso	30
1.1.9. Método de predicción de Incrustaciones	32
1.1. Generalidades del Campo Quillacinga	34
1.2.1. Ubicación	34
1.2.2. Datos de producción	35
2. METODOLOGÍA	37
2.1 Métodos de disminución de las incrustaciones	37
2.1.1. Inhibidores	37
2.1.2. Tipos de inhibidores evaluados	45
2.1.3. Métodos de aplicación de inhibidores de incrustaciones	47
2.2. Caracterización del agua de producción del Campo	49
2.2.1. Análisis fisicoquímicos	49
2.3 Metodología adecuada para selección del inhibidor de incrustación.	53
2.3.1. Método de compatibilidad	53

2.3.2. <i>Método de funcionabilidad</i>	56
2.3.3. <i>Monitoreo</i>	61
2.4 Resultados Obtenidos	66
2.4.1. <i>Compatibilidad</i>	67
2.4.2. <i>Método de funcionalidad</i>	72
2.4.3. <i>Monitoreo</i>	89
2.4.4. <i>Caracterización de sólidos Encontrados en las facilidades</i>	97
2.4.5. <i>Caracterización de sólidos Encontrados en la línea de recirculación de PÑÑ 5</i>	102
3. DISEÑO CONCEPTUAL	109
3.1 Diagrama de operación	109
3.2 Diagrama de bloques	113
3.3 Balance de Materia	113
3.3.1. <i>Balance de materia para el agua de producción para el Campo QuillacingA</i>	113
3.4 Diagrama PFD	118
4. COSTOS	119
4.1 Costos Inhibidor Dual	121
4.2 Costos Inhibidor de Scale	121
4.3 Costos del proyecto	123
CONCLUSIONES	125
RECOMENDACIONES	127
BIBLIOGRAFÍA	128

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Gráfico efecto de la corrosión en la rata de Temperatura	20
Figura 2. Ubicación Campo Quillacinga	35
Figura 3. Proceso de Nucleación	39
Figura 4. Inhibidor de Scale	39
Figura 5. Deposito drenaje fondo carrotanques Quillacinga-CHB 6	52
Figura 6. Esquema selección del Inhibidor	53
Figura 7. Techbox H200 & H400 DSL Software	55
Figura 8. Diagrama proceso prueba de Dureza Total	57
Figura 9. Diagrama proceso prueba de Dureza Cálcica	58
Figura 10. Espectrofotómetro UV/visible	59
Figura 11. Diagrama proceso prueba de Hierros	60
Figura 12. Diagrama proceso prueba TSS	61
Figura 13. Imagen análisis de H₂S y CO₂	62
Figura 14. Diagrama proceso prueba residual de Amina	63
Figura 15. Diagrama proceso prueba residual de Fosfonatos	64
Figura 16. Diagrama proceso prueba del cupón de incrustación	65
Figura 17. Diagrama proceso prueba de caracterización de sólidos	66
Figura 18. Evidencia fotográfica para el Inhibidor Dual	68
Figura 19. Evidencia fotográfica para el Inhibidor de Scale	68
Figura 20. Resultados DSL Inhibidor Dual	69
Figura 21. Resultados prueba DSL Inhibidor de Scale	70
Figura 22. Perfil calidad de agua Quillacinga con el Inhibidor Dual	72
Figura 23. 24 horas después resultados muestra Inhibidor Dual	73
Figura 24. Perfil calidad de agua Quillacinga con el Inhibidor de Scale	73
Figura 25. 24 horas después resultados muestra Inhibidor de Scale	74
Figura 26. Gráfica comparación dureza total inhibidores a 50 ppm	75
Figura 27. Gráfica comparación dureza total inhibidores a 75 ppm	76
Figura 28. Gráfica comparación dureza total inhibidores a 100 ppm	76
Figura 29. Imagen referencia titulación para dureza cálcica y dureza total	79
Figura 30. Gráfica comparación dureza cálcica inhibidores a 50 ppm	80

Figura 31. Gráfica comparación dureza cálcica inhibidores a 75 ppm	80
Figura 32. Gráfica comparación dureza cálcica inhibidores a 100 ppm	81
Figura 33. Resultados prueba de secuestrante de hierro. Scavetreat 15225, 30 minutos	82
Figura 34. Resultados prueba de secuestrante de hierro. Scavetreat 15225, 20 horas	82
Figura 35. Muestra con ferrover para análisis en espectrofotómetro	84
Figura 36. Gráfica análisis de hierros comparación inhibidores a 100 ppm	85
Figura 37. Gráfica análisis de hierros comparación inhibidores a 200 ppm	85
Figura 38. Gráfica análisis de hierros comparación inhibidores a 300 ppm	86
Figura 39. Comparación de Inhibidores para SST	88
Figura 40. Resultados muestras de pozos tubos Draguer	89
Figura 41. Porta cupones	94
Figura 42. Cupón de incrustación limpio Inhibidor Dual	95
Figura 43. Cupón de incrustación retirado Inhibidor Dual	95
Figura 44. Cupón de incrustación limpio Inhibidor de Scale	96
Figura 45. Cupón de incrustación retirado Inhibidor de Scale	96
Figura 46. Muestra de sólidos recolectados en filtros	97
Figura 47. Composición orgánica e inorgánica del solido recolectado	100
Figura 48. Muestra de sólidos recolectados con HCl	101
Figura 49. Muestra inicial solido recolectado	102
Figura 50. Muestra de sólidos recolectados con HCl Inhibidor de Scale	103
Figura 51. Muestra de sólidos ferromagnéticos	103
Figura 52. Residual de IS después del lavado de la muestra	104
Figura 53. Composición orgánica e inorgánica del solido recolectado por FRX Inhibidor de Scale	106
Figura 54. Descargadero de agua de Quillacinga en CHB6 con Inhibidor Dual	107
Figura 55. Descargadero de agua Quillacinga en CHB6 con Inhibidor de Scale	108
Figura 56. Diagrama operacional anterior	109
Figura 57. Diagrama operacional de Cohembi 6	111
Figura 58. Diagrama operacional actual	111
Figura 59. Diagrama de bloques	113

Figura 60. Balance global de materia para el proceso de tratamiento de agua de producción del Campo Quillacinga	114
Figura 61. Balance global de materia para la separación Trifásica	114
Figura 62. Balance global de materia para el almacenamiento 1.	115
Figura 63. Balance global de materia para la separación	116
Figura 64. Balance global de materia para el almacenamiento 2	116
Figura 65. Diagrama Pfd proceso para el agua de producción del Campo quillacinga	118

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Iones fundamentales del agua	23
Tabla 2. Validación por juicio de expertos	27
Tabla 3. Matriz de expertos	28
Tabla 4. Matriz de peso	31
Tabla 5. Índice de Ryznar	34
Tabla 6. Producción de agua diaria en el Campo Quillacinga	36
Tabla 7. Tipos de inhibidores de incrustaciones	42
Tabla 8. Componentes Inhibidor Dual	45
Tabla 9. Componentes Inhibidor de Scale	46
Tabla 10. Análisis fisicoquímicos del agua de producción del campo Quillacinga	50
Tabla 11. Resultados fisicoquímicos en pozos PÑÑ 1 y PÑÑ 5	51
Tabla 12. Rango de CaCO₃	56
Tabla 13. Clasificación de la agresividad del fluido	62
Tabla 14. Resultados Dureza Total Inhibidor Dual (ppm)	72
Tabla 15. Resultados Dureza Total Inhibidor de Scale (ppm)	74
Tabla 16. Resultados Dureza Cálcica Inhibidor Dual (ppm)	78
Tabla 17. Resultados Dureza Cálcica Inhibidor de Scale (ppm)	79
Tabla 18. Inhibidor Dual a 200 ppm de Quelante	83
Tabla 19. Inhibidor de Scale a 200 ppm de Quelante	84
Tabla 20. Tabla definición de corrosividad	90
Tabla 21. Caracterización de CO₂ en pozo	91
Tabla 22. Residuales inhibor Dual	92
Tabla 23. Residuales inhibor Scale	93
Tabla 24. Caracterización de sólidos	98
Tabla 25. Composición orgánica e inorgánica del solido recolectado Inhibidor Dual	99
Tabla 26. Resultados evaluación cualitativa	101
Tabla 27. Composición orgánica e inorgánica del solido recolectado Inhibidor de Scale	105
Tabla 28. Tiempo de residencia del agua en facilidades de la estación Quillacinga	112
Tabla 29. Balance de Materia en el proceso de proceso de tratamiento de agua de producción de Quillacinga	117

Tabla 30. Costos del uso del Inhibidor Dual	121
Tabla 31. Costos del uso del Inhibidor de Scale	121
Tabla 32. Costos totales del proyecto	123

GLOSARIO

- **Scale:** Es una incrustación, está es la acción y el efecto de cubrirse una superficie con una costra mineral, precipitada a partir de sustancias disueltas en el agua.
- **MIC:** Concentración mínima inhibitoria
- **CHB:** Campo Cohembi
- **PÑÑ:** Pozos Piñaña ubicados en el Campo Quillacinga
- **QLL:** Campo o Estación Quillacinga
- **WorkOver:** El reacondicionamiento -Workover- consiste en modificar mecánicamente la situación de un yacimiento, aumentando su producción.
- **PAD:** Área donde se encuentran pozos juntos.
- **Manifold:** Un bloque distribuidor que permite el flujo de un caudal que incorpora múltiples salidas, de modo que es más bien un accesorio con muchas conexiones laterales.
- **DSL:** Dinamic Loop Test es un sistema totalmente automatizado de bloqueo de tubos de laboratorio para examinar la precipitación y depositación de sólidos inorgánicos en condiciones simuladas de tubería para evaluar tratamientos químicos bajo esas condiciones presentadas.
- **TSS/SST:** Sólidos suspendidos totales
- **OW:** Concentración de crudo en agua
- **BSW:** Porcentaje de agua y sedimentos en crudo
- **Pitting:** Ataque de un material en forma de picaduras, efecto de la corrosión.
- **Clusters:** Unión de iones de cargas opuestas que empiezan a formar incrustaciones.
- **BLS:** Barriles
- **FRX:** La fluorescencia de rayos X (FRX) es una técnica espectroscópica que utiliza la emisión secundaria o fluorescente de radiación X generada al excitar una muestra con una fuente de radiación X. La radiación X incidente o primaria expulsa electrones de capas interiores del átomo.

RESUMEN

El presente trabajo tiene como objetivo evaluar una solución efectiva para la disminución de precipitaciones como carbonatos de calcio, iones de cloruro, de sulfuro y bicarbonato en el agua de producción del Campo Quillacinga, reconociendo la importancia de brindar una solución frente a esta problemática con respecto a la afectación productiva que pueda generar este tipo de problemas.

Para el desarrollo de este trabajo, fue necesario recopilar información bibliográfica sobre la historia del Campo Quillacinga con su estructura y líneas de trabajo, los tipos de precipitados que se puedan presentar en el agua, los factores que los afectan y las características necesarias para el agua de inyección en este campo. Se realizaron pruebas de laboratorio tales como el seguimiento de sólidos, determinación de sólidos suspendidos totales, determinación de dureza cálcica y total.

Se realiza un análisis de los resultados obtenidos en el laboratorio, determinando que el mejor Inhibidor para este Campo es el Inhibidor de Scale en una concentración de 75 ppm, obteniendo así una buena eficiencia en cuanto a términos de pruebas realizadas y monitoreos, además analizándolo económicamente resulta ser más viable, esto, con la finalidad de desarrollar un diseño conceptual de este tratamiento, y determinar el costo de la alternativa, logrando una solución acorde y efectiva para el problema.

Palabras clave: precipitado, agua de inyección, incrustación, inhibidor, sólidos

INTRODUCCIÓN

La industria del petróleo se encuentra en una lucha constante por mejorar sus operaciones y aumentar las ganancias de las empresas, las continuas fluctuaciones económicas que afectan el precio del petróleo y la dificultad para aprovechar las reservas de este producto, han generado la necesidad de implementar correctamente los procesos en la etapa productiva, así como llevar a cabo acciones necesarias con nuevas tecnologías y técnicas que permitan un óptimo desarrollo del proceso.

Durante el proceso productivo de éste, y para obtener su máxima capacidad, se inyecta agua al pozo, pues es un excelente solvente para muchos materiales, además de ser económica; sin embargo, cuenta con una desventaja que radica en que ésta, puede llegar a transportar grandes cantidades de minerales. A pesar de esto, el agua se usa en el proceso, logrando mantener una alta presión en el yacimiento, generando una mayor cantidad de crudo desplazado. No obstante, se pueden generar diversas dificultades, entre las cuales se encuentran la precipitación de sólidos (carbonatos de calcio, cloruros y óxidos de hierro) en las tuberías, tanques, carrotanques de transporte de agua, entre otras. [1]

Una de las causas principales de la formación de precipitaciones es por la oxidación del agua, generada por el ingreso de oxígeno a través del aire atmosférico que entra por los tanques del campo Quillacinga, el cual, favorece el incremento de la concentración de sólidos suspendidos [2].

Debido al incremento de estas precipitaciones en el agua de inyección y la inestabilidad de estos para mantenerse suspendidos en la corriente de agua, se ocasionan a lo largo de las tuberías y bombas sitios preferenciales para que se lleven a cabo fenómenos de corrosión bajo depósito y sitios de nucleación propicios para la formación de incrustaciones, afectando a la integridad de todo el sistema de tratamiento. Según NACE International el cual publicó el estudio *“Medidas Internacionales de Prevención, Aplicación y Economía de la Tecnología de la Corrosión (Impacto)”* se estima que el costo global de la corrosión es de US\$2,5 billones, cifra equivalente a aproximadamente al 3,4% del producto interior bruto mundial (PIB). [3]

Para el proceso productivo general, las incrustaciones afectan a la empresa de manera que, si se llega a tener una capa muy gruesa de estas, se puedan llegar a generar bloqueos en las tuberías, lo cual disminuiría la eficiencia del proceso, de la misma manera se puede llegar a generar un deterioro en las tuberías hasta tal punto de tener que cambiarlas por completo, lo que conlleva a que se deba detener el proceso para el cambio de tubería incurriendo en gastos adicionales y en pérdidas de producto [4]

Para brindar una solución frente a esta problemática, en el presente proyecto se evaluará un tratamiento químico, teniendo en cuenta su eficiencia costo-beneficio y su continua estabilidad comparado con el mecánico, el cual, resulta ser más costoso y como desventaja en este método se tiene un tiempo determinado de finalización del tratamiento. Por ello se evalúan dos inhibidores de incrustaciones en el Campo Quillacinga, el cual está ubicado en Putumayo y hace parte de la compañía Gran Tierra Energy.

OBJETIVOS

Objetivo general

Proponer un método de tratamiento para el agua de producción del Campo Quillacinga que genere una solución efectiva al problema de precipitación de sólidos.

Objetivos específicos

- Identificar las razones por las cuales se ocasionan las precipitaciones en el agua de producción en el Campo Quillacinga.
- Seleccionar una metodología adecuada para disminuir las precipitaciones en el agua usada para inyección en el Campo Quillacinga.
- Realizar el diseño conceptual para el proceso del tratamiento del agua de producción del Campo Quillacinga.
- Evaluar el costo de la propuesta para la implementación del nuevo tratamiento para el agua en el Campo Quillacinga.

1. MARCO REFERENCIAL

Con el objetivo de obtener una mayor claridad en el documento, a continuación, se presentan definiciones y métodos que se deben tener en cuenta para la disminución de precipitación de sólidos en el agua de producción.

1.1. Generalidades Incrustaciones

1.1.1. Definición

Se entiende por precipitado la formación de un sólido a partir de una solución, esto ocurre normalmente por la insolubilidad de algunos compuestos en la solución ya sea por una reacción química que sucedió o por sobresaturación de este dentro de la solución [5], estos precipitados forman generalmente incrustaciones de distintos tipos de iones.

1.1.2. Origen de las incrustaciones

En las incrustaciones minerales que se producen en los campos petroleros, el agua juega un papel fundamental, dado que el problema se presenta sólo cuando existe producción de agua. El agua es un buen solvente para muchos materiales y puede transportar grandes cantidades de minerales, algunos de estos sobrepasan el límite de solubilidad del agua para mantenerlos en solución, haciendo que se generen precipitados, con el continuo contacto formaran cristales microscópicos, los cuales crecerán y formaran estructuras más grandes hasta llegar a ser incrustaciones las cuales se empezaran depositar a lo largo de las líneas por donde transite el agua. [6]

La formación de una incrustación inorgánica puede ocurrir en cualquier punto de un sistema de producción cuando ciertas especies químicas en solución alcanzan su límite de saturación, debido a la alteración en su estado termodinámico o equilibrio químico, ante cambios en ciertas variables como lo son presión, temperatura o mezclado de dos aguas incompatibles. [7]

1.1.3. Factores que generan incrustaciones

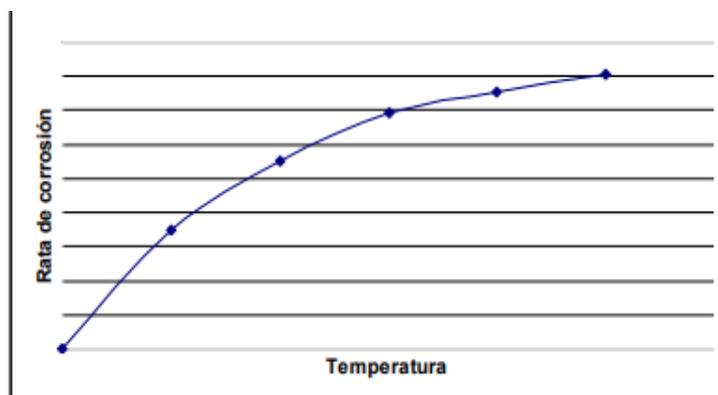
Existen ciertos fenómenos que pueden afectar la tendencia incrustante del agua, los factores que determinan si el agua es incrustante o cambian el equilibrio químico de esta son:

1.1.3.a Temperatura. “La temperatura acelera todas las reacciones químicas, además cambia el punto de balance de todos los carbonatos, por esto la corrosión se acelera en tuberías que transportan agua caliente. Por ejemplo, a mayor temperatura la solubilidad del Estroncio aumenta lentamente, pero la solubilidad del carbonato de calcio disminuye, por lo que el carbonato de calcio causa depósitos a alta temperatura” [8] ya que cuando la temperatura aumenta, la solubilidad de los gases ácidos en solución como CO_2 y H_2S disminuye, aumentando el pH del agua.

A continuación, se presenta la gráfica donde se observa la variación de la velocidad de corrosión dependiendo de la temperatura:

Figura 1.

Gráfico efecto de la corrosión en la rata de Temperatura

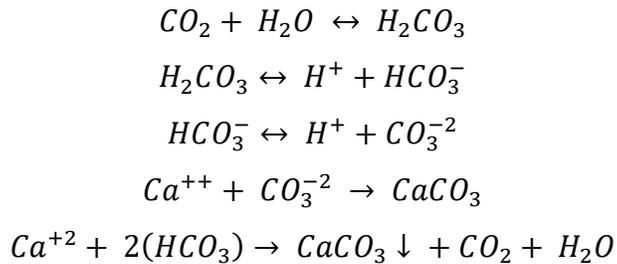


Nota. La temperatura afecta notoriamente el efecto de la rata de corrosión evidenciando un aumento en esta. Tomado de: "Caracterización del agua recirculada y optimización de la dosificación de lechada de cal en el agua residual del Ingenio Risaralda s.a.", [En línea]. Disponible: <http://repositorio.utp.edu.co/dspace/bitstream/handle/11059/1826/628162G216.pdf;jsessionid=3F458B53DE9EB5D1C6EE4B4F01C4E993?sequence=1> [Acceso: sep.27,2021]

Se puede evidenciar que a mayor temperatura mayor es la velocidad de corrosión en el agua, sin embargo, es importante destacar que como se mencionaba anteriormente, la solubilidad del carbonato de calcio disminuye a medida que aumenta la temperatura, por lo tanto, al obtener una alta temperatura además de aumentar la velocidad de corrosión, aumenta la probabilidad de crearse incrustaciones de carbonato de calcio.

1.1.3.b Presión. Debido a la variación de presión, la solubilidad de los gases disueltos presentes disminuye, liberando así el CO_2 que se da por las condiciones que surgen en el proceso, facilitándolo para que reaccione en solución con agua formando ácido carbónico (H_2CO_3) lo cual reduce el pH y la posibilidad de precipitación de carbonatos de calcio. [9]

Ecuación 1. Reacción de formación de ácido Carbónico



1.1.3.c Flujo turbulento. “La turbulencia creada por las pérdidas de presión reduce la presión de los gases ácidos y luego su solubilidad, liberándolos del agua, haciendo que incremente el pH y la tendencia de precipitación de carbonato de calcio” [10]. Las pérdidas de presión ocurren en tuberías con diferente diámetro. Cuando las tuberías pasan a tener una menor área la presión aumenta y en los puntos en los que varía el diámetro en las tuberías se ve una pérdida de presión, por lo tanto, deja de ser flujo laminar y se genera flujo turbulento. Al disminuir la presión como se mencionó anteriormente se reduce la presión de los gases y por lo tanto su solubilidad, generando el aumento del pH y se crean las precipitaciones.

1.1.3.d Oxígeno disuelto. Proviene de la mezcla del agua con el aire ocasionada por el viento. La solubilidad del oxígeno es directa con la presión atmosférica e inversamente proporcional con la temperatura y las sales disueltas. El oxígeno disuelto es un factor importante en la tasa de corrosión, ya que este elemento por un lado destruye la capa protectora de las tuberías, haciendo que se formen óxidos de hierro y se forman con ellos compuestos insolubles que precipitan. El ataque del oxígeno también se agudiza si hay un aumento de la temperatura y disminución del pH. [11]

1.1.3.e pH. El pH indica la concentración de iones hidronio $[H_3O^+]$ presentes en determinadas sustancias, es una medida de la tendencia de su acidez o de su alcalinidad. El valor del pH en el agua es utilizado también cuando nos interesa conocer su tendencia corrosiva o incrustante, y en las plantas de tratamiento de agua. [12]

1.1.3.f Alcalinidad. Definimos la alcalinidad total como la capacidad del agua para neutralizar ácidos y representa la suma de las bases que pueden ser tituladas (carbonatos, bicarbonatos e hidróxidos). Cuando las aguas tienen alcalinidades inferiores se vuelven muy sensibles a la contaminación, ya que no tienen capacidad para oponerse a las modificaciones que generen disminuciones del pH (acidificación). [13].

1.1.3.g Dureza. La dureza del agua indica la cantidad total de iones alcalinotérreos calcio y magnesio presentes en el agua y constituye un parámetro de calidad de las aguas de interés. La dureza del agua se debe a cationes metálicos polivalentes y se manifiesta por reacciones de estos cationes con jabones, formando precipitados, o con ciertos aniones como sulfatos o carbonatos, para formar incrustaciones. La dureza de las aguas naturales se debe en gran medida a los cationes Ca^{2+} y Mg^{2+} . La dureza se clasifica como temporal o permanente, la “temporal” es la debida a los aniones bicarbonato y se le denomina de esa manera porque al incrementar la temperatura el CO_2 es liberado aumentando el pH, por lo que los iones bicarbonato se convierten en carbonato y precipitan, mientras que la dureza “permanente” proviene de otros aniones como sulfatos y cloruros. [14]

1.1.3.h CO_2 Disuelto. Una complejidad adicional, es la solubilidad de los minerales de carbonatos en presencia de gases ácidos, como el dióxido de carbono (CO_2) y el ácido sulfhídrico (H_2S). La solubilidad de los carbonatos aumenta a medida que disminuye la acidez del fluido, y tanto el CO_2 como el H_2S a altos niveles de presión proporcionan suficiente acidez. Por lo tanto, el agua de formación al estar en contacto con carbonatos y los gases ácidos, puede ser rica en carbonatos disueltos. En general a medida que disminuye la presión, el CO_2 deja la fase acuosa provocando el aumento del pH, que conduce a la formación de incrustaciones calcáreas. Es importante que el CO_2 permanezca en dilución con el agua debido a que este reacciona en solución con el agua para formar ácido carbónico (H_2CO_3) el cual reduce el pH y favorece la solubilidad del carbonato de calcio. [15]

1.1.3.i Concentración Iónica. Sí la concentración de iones es menor al límite de saturación permanecerán en solución y no se precipitarán, por el contrario, si la concentración es alta, y sobrepasa los límites de saturación, habrá precipitación y por ende formación de incrustaciones. Los sólidos totales disueltos también influyen en la solubilidad del scale, debido a que la solubilidad de todos los scale aumenta con los sólidos totales disueltos, especialmente la del sulfato de bario. [16]

En un agua subterránea natural, la mayoría de las sustancias disueltas se encuentran en estado iónico. Unos cuantos de estos iones se encuentran presentes casi siempre y su suma representa casi la totalidad de los iones presentes; estos son los iones fundamentales, los cuales son:

Tabla 1.

Iones fundamentales del agua

Aniones	Cationes
Cloruro Cl ⁻	Sodio Na ⁺
Sulfato SO ₄ ⁻	Calcio Ca ⁺⁺
Bicarbonato CO ₃ H ⁻	Magnesio Mg ⁺⁺

Nota. Esta tabla muestra los iones fundamentales que contiene el agua

Se puede evidenciar en la anterior tabla cuales componentes en el agua son cationes (de carga positiva) y cuales son aniones (de carga negativa)

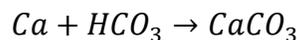
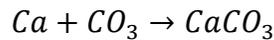
1.1.3.j Compatibilidad de las mezclas de aguas. Cuando se desarrollan proyectos de recuperación secundaria en los que se incluye la inyección de agua, es muy común encontrar mezclas de aguas asociadas a la producción con aguas ajenas al yacimiento para aumentar los volúmenes de inyección, o mezclas de diferentes pozos; Sin embargo, estas mezclas pueden resultar incompatibles, debido a que se pueden producir reacciones químicas indeseables entre los iones disueltos en las aguas, formándose depósitos incrustantes. Cuando esto ocurre se dice que las aguas son incompatibles y se hace necesaria tratarlas [17]

1.1.4. Tipos de Incrustaciones

En la industria del petróleo se pueden encontrar una gran variedad de metales que puedan generar incrustaciones, sin embargo, los que se presentan con mayor frecuencia y en mayor cantidad según Fernández V. Jorge y Vagas B. Arnulfo [18] son los siguientes:

1.1.4.a Carbonato de Calcio. Es el depósito más usual encontrado en los pozos petroleros, esta ocurre cuando se une el ion calcio con carbonato o bicarbonato, como se puede ver a continuación:

Ecuación 2. Reacción para la obtención de CaCO_3



Los cristales que forma el calcio son de gran tamaño, sin embargo, cuando este presenta impurezas suelen ser cristales más pequeños. [19] El carbonato puede ser identificado cualitativamente mediante la adición de unas gotas de ácido clorhídrico.

1.1.4.b Óxido de Hierro. Los depósitos de hierro pueden ser originados por dos fuentes, la primera son aquellos que están presentes en el agua de producción y la otra es el resultado de la corrosión de las estructuras metálicas como lo son las tuberías. Las aguas de formación normalmente contienen poca concentración de hierro natural (máximo 100 ppm) en forma de ion ferroso (Fe^{++}) o férrico (Fe^{+++}). [20] Por lo tanto es raro encontrar valores más altos de concentración que 100 ppm de hierro en las aguas de formación, esto serían indicativos de corrosión de las tuberías o demás facilidades -entendida ésta como los equipos con los que se cuenta para el desarrollo del proceso-. Los compuestos de óxido de hierro pueden formar incrustación o permanecer en el agua como coloides en suspensión. Estos depósitos son muy comunes y varían considerablemente, ya que algunas pueden ser incrustaciones duras, densas y bastante adherentes, así mismo otras pueden

ser blandas, poco adherentes y porosos, también se encuentran en distintos colores como rojizos, amarillos o negros.

1.1.4.c Sulfuro de Hierro. Los compuestos de sulfuro de hierro pueden ser kansita (Fe_9O_8), Piratita ($\text{Fe}_{0,875}\text{S}$) y la Pirita que es la más común (FeS_2) Los depósitos de sulfuro de hierro son delgados y adherentes, cuando la precipitación esta parcialmente oxidada, puede formar incrustaciones magnéticas de hierro las cuales se detectan por medio de un imán, estas causan severos daños debido a que son muy duras de remover y son catódicas al hierro del acero de las facilidades provocando corrosión por picaduras (pitting), además el sulfuro si reacciona con hidrogeno y se forma ácido sulfhídrico (HS), el cual se detecta mediante el característico olor a huevo podrido. [21]

1.1.4.d Sulfato de Calcio. El sulfato de calcio usualmente se precipita sobre las superficies metálicas de las líneas de flujo, tubos de intercambiadores de calor o hervidores. Los cristales de sulfato de calcio son más pequeños que los de carbonato de calcio, de igual forma son más duras las incrustaciones y más densas. El sulfato no efervesce cuando es tratado con ácido y no se puede remover por acidificación, este también puede ser llamado anhidrita, la cual puede ser encontrada a bajas temperaturas, y la forma más estable en la que es encontrada es el yeso. [22]

La solubilidad del sulfato de calcio en agua se incrementa con la presión, la caída de presión es una de las principales causas de incrustación del CaSO_4 en pozos productores. Debido a la liberación de gases ácidos y en lugares donde exista turbulencia y/o caída de presión se puede presentar incrustación de sulfato de calcio, algunos de los sitios donde se presentan son curvas, codos, bombas, válvulas de descarga, etc... La solubilidad del yeso aumenta con la temperatura hasta 40°C aproximadamente, luego disminuye con la temperatura, este comportamiento es totalmente diferente al presentado por el carbonato de calcio. [23]

1.1.5. Formación de incrustaciones inorgánicas

La forma en la que se generan las incrustaciones (scale) es explicada de la siguiente manera: Si se tiene una solución sobresaturada de iones cargados positivamente como lo es el Calcio, y iones

cargados negativamente como el bicarbonato, estos al estar en constante movimiento y frecuente contacto, tenderán a atraerse ya que tienen cargas opuestas, al unirse estos iones formarán inicialmente los llamados clusters (racimos) que constantemente se irán formando y creciendo o en su defecto desintegrándose. Cuando un cluster crece lo suficiente se convierte en un cristal, el cual es una partícula microscópica. Los cristales se van uniendo y creciendo hasta convertirse en un depósito incrustante (scale), el cual se puede apreciar a simple vista y está adherido a la superficie de las estructuras. [24]

1.1.6. Matriz de expertos

Para poder analizar las razones específicas por las cuales se generan las incrustaciones en el campo, se planearon encuestas con preguntas específicas basadas en la bibliografía leída anteriormente, las cuales fueron diligenciadas por personal debidamente capacitado, evaluando cuatro personas las cuales representan el 100% de la población, pues son los únicas cuatro (4) que han trabajado como supervisores de tratamiento químico en el Campo Quillacinga y tienen conocimiento y experiencia en el tema, además, conocen la filosofía operacional, la caracterización de los fluidos, los antecedentes de los pozos, las aplicaciones que se han tenido y las soluciones que se han dado anteriormente.

La metodología usada en la matriz de expertos se realizó teniendo en cuenta los documentos y artículos que respaldan el origen de las incrustaciones en el actual proyecto, como lo son variables de Oxígeno disuelto, temperatura, presión, CO₂ disuelto, aguas incompatibles entre otros y será descrita a continuación:

Tabla 2.

Validación por juicio de expertos

Objeto de validación	<ul style="list-style-type: none">• Confirmar el origen de las incrustaciones en el agua de producción del campo Quillacinga
Matriz de Expertos	<ul style="list-style-type: none">• Cuatro expertos (trabajaron en el campo Quillacinga y tienen conocimiento y experiencia en el tema) expertos en tratamiento químico.• Requisitos de los expertos: Haber trabajado en el área y campo, conocer el proceso y tratamiento químico.
Modo de Validación	<ul style="list-style-type: none">• Cuestionario de validación por juicio de experto• Método individual: Cada experto responde el cuestionario y proporciona sus valoraciones de forma individualizada.• Se realiza una matriz de peso de la mayoría de la evaluación que estuvo “muy de acuerdo”

Nota. Esta tabla muestra brevemente los aspectos que se consideran esenciales en el proceso de validación de la matriz de expertos. Tomado de “Revista Nebrija de lingüística aplicada a la enseñanza de las lenguas”, [En línea]. Disponible <https://www.nebrija.com/revista-linguistica/la-validacion-por-juicio-de-expertos-dos-investigaciones-cualitativas-en-linguistica-aplicada.html> [Acceso: mayo.11,2022].

Tabla 3.

Matriz de expertos

Indique su grado de acuerdo frente a las siguientes afirmaciones: (1 = muy en desacuerdo; 2 = en desacuerdo; 3 = en desacuerdo más que en acuerdo; 4 = de acuerdo más que en desacuerdo; 5 = de acuerdo; 6 = muy de acuerdo)	Grado de acuerdo					
	1	2	3	4	5	6
El origen de la formación de incrustaciones es debido a la incompatibilidad de aguas de los distintos pozos						
Se generan precipitaciones debido al ingreso de oxígeno a los tanques abiertos a la atmosfera						
Se generan precipitaciones debido al ingreso de oxígeno cuando se da acceso al agua en los carrotanques y se forma flujo turbulento permitiendo el paso del oxígeno al agua						
La liberación del CO ₂ se da debido a la disminución de presión y aumento de temperatura						
La liberación del CO ₂ se da debido a los tanques abiertos a la atmosfera						
Debido a la liberación del CO ₂ se disminuye el pH del agua lo cual genera que se formen precipitados en tuberías y tanques y se empiecen a formar incrustaciones						
Las incrustaciones se generan debido a la baja alcalinidad del agua de producción del Campo Quillacinga						
El tipo de incrustaciones que se genera se puede observar mediante una caracterización de sólidos, donde estos indican que son Carbonatos de Calcio y hierros						
La precipitación de Hierro se debe a la formación de este mediante la oxidación de las tuberías y demás facilidades						
La precipitación de Hierro se debe al agua de formación que contiene altos hierros y se satura la solución						

Nota. Esta tabla muestra los parámetros evaluados y el diseño de la matriz de expertos.

En los anexos se pueden evidenciar los resultados de la matriz de expertos, donde las cuatro personas según su conocimiento identificaron las razones principales por las que surgen o se originan las incrustaciones.

1.1.7. Consecuencias de las incrustaciones

Las incrustaciones son un gran problema, se pueden depositar a lo largo de toda la trayectoria que sigue el agua, desde los pozos productores hasta los equipos de superficie y finalmente llegando a los pozos inyectoros

Estas incrustaciones pueden cubrir y deteriorar los equipos de completación, generando problemas que pueden resultar dramáticos e inmediatos, incurriendo en costos enormes, pues la solución a este problema le cuesta a la industria cientos de millones de dólares por año en términos de pérdidas de producción, según Brown M: Full Scale Attack,” RE view, 30 The BP Technology Magazine (octubre-diciembre de 1998): 30-32 ,[25] por ejemplo en un caso en que el pozo se vaya a WorkOver los costos pueden ser en promedio de 400.000 USD según antecedentes registrados en la empresa Gran Tierra Energy, en Colombia representa una alta suma de dinero con respecto al costo del dólar vs peso colombiano.

Cuando se forman las incrustaciones se necesita utilizar una técnica de eliminación rápida y efectiva, haciendo uso de distintos métodos de remoción de estas, entre los cuales se pueden encontrar los métodos correctivos y preventivos distinguiendo el método químico y mecánico, cuya elección depende de la ubicación de los sedimentos y de sus propiedades físicas, también se puede resolver el problema mediante el uso de ácidos.

Antes de que se produjeran los últimos avances en la tecnología de eliminación de las incrustaciones minerales, los operadores que se encontraban con este tipo de problemas muchas veces se veían obligados a suspender la producción, movilizar taladros de completación para extraer la tubería dañada del pozo y hacer la limpieza en la superficie, o bien reemplazar la tubería directamente [25] sin embargo gracias a los avances tecnológicos, ahora se ha optado por el uso de diferentes métodos que implicasen menos daños directos en la producción .

1.1.7.a Corrosión. La corrosión ocurre debido a la interacción entre la superficie del material el cual está en contacto con el sistema acuoso, muchas veces bajo condiciones de stress. El stress puede ser químico en el sentido de que el medio acuoso sea ácido o alcalino, este puede ser visto en términos termodinámicos o electroquímicos. El stress puede ser metalúrgico en el sentido de que la superficie del material tenga defectos, el stress también puede ser térmico, como en un sistema de generación de vapor. La mayor problemática de la corrosión es la destrucción del metal al que afecta. Podemos hablar desde fracturas, hasta fugas en tanques, disminución de la resistencia mecánica de las piezas y muchas otras maneras de efectos por los ataques. Aun así, si no son prevenidas estas clases de ataques por corrosión, la seguridad de las personas es algo que se ve permanentemente afectado. [26]

1.1.8. Matriz de peso

Luego de haber analizado la matriz de expertos, se realizó un matriz de peso mediante la metodología de la Universidad Nebrija, donde se pudo analizar las causas principales del problema, las cuales son las respuestas que obtuvieron un puntaje igual a 6, obteniéndose así la siguiente información:

El origen de las incrustaciones se da por la liberación del CO₂ debido a los tanques abiertos a la atmosfera, por lo tanto, se disminuye el pH lo que genera que se formen precipitados en tuberías y tanques y se empiecen a formar incrustaciones. Además, mediante una caracterización de sólidos se identificó y confirmo que los sólidos presentes en el campo son de tipo carbonatos de calcio y hierros, el hierro se forma debido a la presencia del oxígeno ya que causa una reacción de oxidación del hierro y este cambia de hierro soluble +2 a hierro férrico +3, siendo este último insoluble causando incremento en la concentración de TSS.

Tabla 4.

Matriz de Peso

Indique su grado de acuerdo frente a las siguientes afirmaciones: (1 = muy en desacuerdo; 2 = en desacuerdo; 3 = en desacuerdo más que en acuerdo; 4 = de acuerdo más que en desacuerdo; 5 = de acuerdo; 6 = muy de acuerdo)	Número de votos					
	1	2	3	4	5	6
El origen de la formación de incrustaciones es debido a la incompatibilidad de aguas de los distintos pozos			2		1	1
Se generan precipitaciones debido al ingreso de oxígeno a los tanques abiertos a la atmosfera				1	3	
Se generan precipitaciones debido al ingreso de oxígeno cuando se da acceso al agua en los carrotanques y se forma flujo turbulento permitiendo el paso del oxígeno al agua			1		1	2
La liberación del CO ₂ se da debido a la disminución de presión y aumento de temperatura				1	3	
La liberación del CO ₂ se da debido a los tanques abiertos a la atmosfera				2		2
Debido a la liberación del CO ₂ se disminuye el pH del agua lo cual genera que se formen precipitados en tuberías y tanques y se empiecen a formar incrustaciones				1		3
Las incrustaciones se generan debido a la baja alcalinidad del agua de producción del Campo Quillacinga			1	3		
El tipo de incrustaciones que se genera se puede observar mediante una caracterización de sólidos, donde estos indican que son Carbonatos de Calcio y hierros				1		3
La precipitación de Hierro se debe a la formación de este mediante la oxidación de las tuberías y demás facilidades			2			2
La precipitación de Hierro se debe al agua de formación que contiene altos hierros y se satura la solución				2		2
Otros: Se producen precipitación de hierros debido a que en presencia del oxígeno se genera oxidación, por lo que se cambia el estado de						1

oxidación del hierro pasando de hierro soluble +2 a hierro férrico +3, siendo este último insoluble causando incremento de la concentración de TSS							
--	--	--	--	--	--	--	--

Nota. Esta tabla muestra los resultados de la matriz de expertos

Como criterio de elección se escogieron los puntajes con mayor votación en “de acuerdo” y aquellos que eran menores en “de acuerdo más que en desacuerdo”.

1.1.9. Método de predicción de Incrustaciones

Para realizar el respectivo control de incrustaciones se tienen diferentes métodos, todos ellos evaluando los índices de estabilidad del agua, existen modelos computarizados que permiten la obtención de estos cálculos pese a ellos se decidió usar el Índice estabilidad de Ryznar

1.1.9.a Índice de Ryznar. Se origina a raíz de constatar que, aunque en un agua se consiga el equilibrio calco carbónico no se elimina por completo la posibilidad de que esa agua sea corrosiva. La función de este índice radica en determinar si el agua es corrosiva o no, basado en la tendencia a formar incrustaciones de carbonato de Calcio, este índice es uno de los indicadores clave y más sencillos de utilizar [27] Se utiliza este método en el proyecto debido a que es el método de medición utilizado en la empresa Gran Tierra Energy.

Este método no tiene unidades y se obtiene al combinar varios parámetros fisicoquímicos del agua, Podría definirse como la indicación del grado desaturación del carbonato de calcio en el agua, el cual se basa en el pH, la alcalinidad y la dureza de esta, se describe mediante la siguiente ecuación [28]

Ecuación 3. Índice de Ryznar

$$IR = 2pH_E - pH_A$$

$$pH_E = -\log Ca - (-\log HCO_3^-) + (-\log(\left(\frac{-2902,39}{T} + 6,498 - 0,02379T\right) - (-12,126 + \frac{1136}{T}) + (-5 * \left(\frac{-0,5\sqrt{\left(\frac{1}{2}\sum c(i) * (z(i))^2\right)}\right)}{31,6 + 1,4 * \sqrt{\left(\frac{1}{2}\sum c(i) * (z(i))^2\right)}}\right)))$$

Donde:

- pH_A = pH actual del agua
- Ca = Concentración de calcio (mmol/L)
- HCO_3^- = Concentración bicarbonato (mmol/L)
- K_{La} = Constante termodinámica de Langelier (dependiente de la temperatura)
- μ = Fuerza iónica (mmol/L)
- $c(i)$ = Concentración de cada ión, i (mmol/L)
- $z(i)$ = Carga de cada ión, i
- f_{La} = Coeficiente de actividad para K_{La}

Tabla 5.

Índice de Ryznar

Índice de ryznar	Denominación
$4 < IR \leq 5$	Muy incrustante
$5 < IR \leq 6$	Débilmente incrustante
$6 < IR \leq 7$	En equilibrio
$7 < IR \leq 7,5$	Agresiva
$7,5 < IR \leq 9$	Fuertemente agresiva
$9 < IR$	Muy fuertemente agresiva

Nota. Esta tabla muestra la Clasificación el agua según el valor de los Índices de Ryznar. Tomado de "Corrosión". Fundación Centro Canario del Agua | Tratamientos para el agua. [https://fccca.es/documentos/05_documentos_por_temas/Estandares%20de%20calidad%20de%20las%20aguas%20Tablas%20de%20estandares\(3\)/Metodo_de_Ryznar.pdf](https://fccca.es/documentos/05_documentos_por_temas/Estandares%20de%20calidad%20de%20las%20aguas%20Tablas%20de%20estandares(3)/Metodo_de_Ryznar.pdf) (accedido el 11 de mayo de 2022).

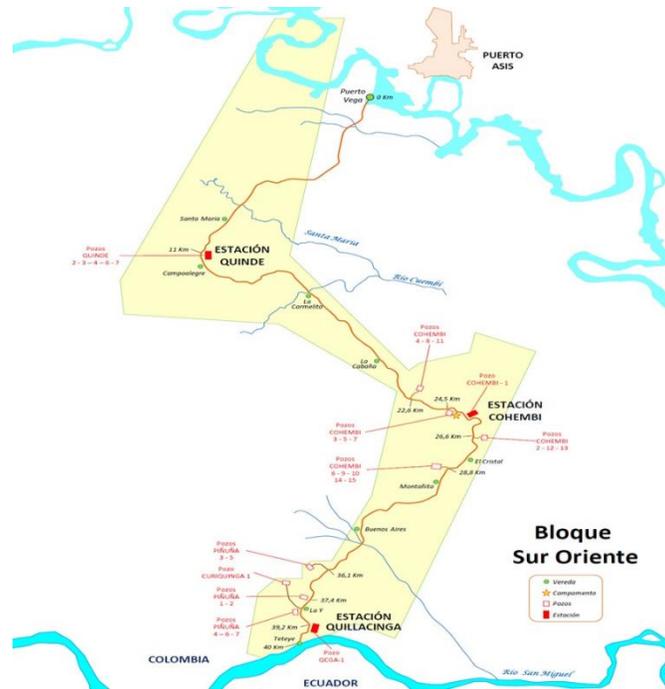
1.1. Generalidades del Campo Quillacinga

1.2.1. Ubicación

La ubicación del Campo Quillacinga se encuentra cerca a Puerto Asís, Putumayo. Colinda con los límites entre Colombia y Ecuador.

Figura 2.

Ubicación Campo Quillacinga



Nota. La figura señala la ubicación geográfica del campo Quillacinga en Putumayo. Valores Tomados de G. Confidencial, "Archivo power point", Campo Quillacinga, Bogota, Colombia, 1, Diapositiva 3.

1.2.2. Datos de producción

Para la toma de los datos se tienen las siguientes condiciones, el agua en los tres pozos a temperatura promedio en cabeza entre 190 y 210 °F y una presión entre 70 y 160 psi.

Tabla 6.

Producción de agua diaria en el Campo Quillacinga

Producción diaria promedio		
PÑÑ 1	8375	Bls
PÑÑ 5	3575	Bls
Total	11950	Bls

Nota. Esta tabla muestra los Bls diarios producidos por el campo Quillacinga. Valores Tomados de G. Confidencial, "Archivo excel", Equipos Quillacinga, Bogota, Colombia, 1, Hoja 1.

2. METODOLOGÍA

2.1 Métodos de disminución de las incrustaciones

El costo directo de quitar las incrustaciones de un pozo puede alcanzar los 250.000 dólares, a lo que hay que agregar el costo de la producción demorada, que resulta aún más elevado. [6] Por lo tanto, es más efectivo prevenir que corregir, puesto que el ahorro de dinero en WorkOvers, en equipos dañados, en paradas de producción, el costo de disposición de residuos debido a la cantidad de sólidos que salen del proceso, etc. es muy grande a comparación del uso de un inhibidor de incrustaciones el cual tiene un costo por galón de 10,2 USD/gal en Colombia.

Las incrustaciones pueden ser tratadas por diferentes métodos ya sean mecánicos o químicos, sin embargo, en la investigación se evaluó únicamente el tratamiento químico pues primeramente la empresa brindo los productos (inhibidores) para ser evaluados y segundo este tiene una frecuencia establecida de aplicación, lo cual, brinda mejores resultados a lo largo del tiempo siendo más eficiente como metodo para prevenir la formación de incrustaciones.

2.1.1. *Inhibidores*

Las incrustaciones pueden ser tratadas por diferentes métodos ya sean mecánicos o químicos, para el ultimo lo más común es el uso de inhibidores de incrustación, cuya función principal es reducir la aparición de estas incrustaciones, de tal forma que, se determinen puntos específicos de inyección y este sea dosificado, evitando a través del paso por tubería la formación de estos pequeños depósitos. [29]

Normalmente los inhibidores de incrustación funcionan con dos o más de los siguientes mecanismos:

- Previendo la Nucleación: “La nucleación se define como el nacimiento de cuerpos sólidos muy pequeños en el seno de una fase fluida homogénea sobresaturada. Se produce como consecuencia de rápidas fluctuaciones locales a escala molecular en una fase homogénea que

se encuentra en estado de equilibrio inestable o situación metaestable” [30] Existen dos tipos de nucleación, la primaria que se divide en heterogénea y homogénea y la secundaria la cual es por contacto y por esfuerzo cortante. Para que ocurra la nucleación secundaria es necesario que haya existido una cristalización previa, la primaria se da en el seno del fluido donde la homogénea es espontánea y requiere mayor sobresaturación mientras que la heterogénea es catalizada por la presencia de superficies sólidas. Al prevenir la nucleación se impide la formación de los cristales a partir de sus primeras semillas mediante una acción quelante o secuestrante sobre los cationes, lo que permite mantener a los iones en solución y evita su precipitación. [31]

- Evitando la adherencia de nuevos depósitos sobre incrustaciones ya formadas.
- Disminuyendo el crecimiento de los cristales ya formados: El crecimiento del cristal consiste en la incorporación de nuevas moléculas al núcleo ya formado y estable. Cuando aparece un núcleo, éste actúa como un punto de convergencia para las moléculas adyacentes al cristal, de modo que crece en forma de capas sucesivas. [32] En este caso, el inhibidor se adsorbe sobre la superficie de los cristales mientras ellos están todavía diminutos y previenen así su crecimiento ordenado lo que limita su tamaño, la velocidad de crecimiento o cristalinidad (ordenamiento) de su estructura. Los cristales pequeños o amorfos tienen poca o ninguna adherencia y se dispersan con menor dificultad.
- Manteniendo los iones en solución evitando que precipiten.

Para que el tratamiento de inhibición sea efectivo el inhibidor debe aplicarse antes (corriente arriba) del punto donde se presentan las condiciones de precipitación o depositación de los cristales y de manera continua.

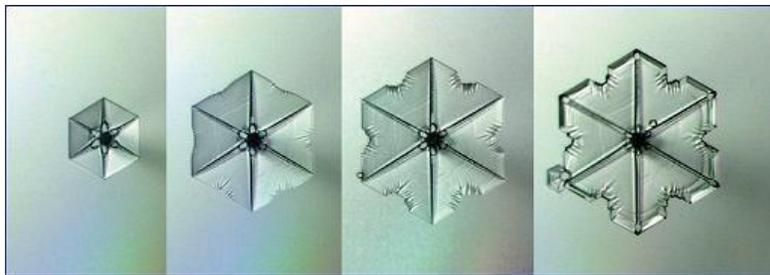
La mayoría de los inhibidores de incrustación, usan la alteración de la morfología del cristal como mecanismo de inhibición, lo que se conoce como el efecto de entrada (threshold effect). Los secuestrantes o agentes quelantes tales como el ácido ethylenediaminetetra-acetic (EDTA) y el ácido nitrolotriácético (NTA) no utilizan el mecanismo anterior. Los polímeros a base de fosfonato actúan en la primera etapa de precipitación, cuando muchos cristales diminutos se precipitan los iones fosfonatos cubren estos diminutos cristales antes de que puedan agruparse y crecer. Este

mecanismo es conocido como la adsorción del fosfonato sobre la incrustación. De esta forma una gran masa de incrustación puede ser tratada con poca cantidad de polisfosfonato. [33]

También debe tenerse en cuenta que muchos inhibidores pueden adsorberse sobre los sólidos suspendidos en el agua (productos de corrosión, arenas y arcillas) provocando esto que se deban emplear dosis mayores de inhibidor para compensar estas pérdidas por adsorción de manera que puedan cumplir su función sobre el núcleo de incrustación. [34]

Figura 3.

Proceso de Nucleación



Nota. La figura muestra brevemente la nucleación de un cristal. Tomado de: "IPB II" [En línea]. Disponible: <https://cursolusegil.blogs.upv.es/2018/05/> [Acceso: mar.27,2021]

2.1.1.a Definición

Figura 4.

Inhibidor de Scale



Nota. La figura muestra el Inhibidor de Scale usado en el proceso.

Es imposible prevenir totalmente la formación y el crecimiento de estas precipitaciones minerales, debido a que el agua siempre tiene en su composición minerales y al interactuar con diferentes variables como lo son temperatura, presión, pH, etc. Las condiciones y la composición del agua cambian; sin embargo, existen tratamientos químicos asociados a la aplicación de ciertos aditivos cuya función es retardar la deposición de los sedimentos en zonas críticas. Estos agentes, conocidos como inhibidores de incrustación, actúan de modo que generan un bloqueo al desarrollo de los compuestos minerales presentes en el agua de producción, impidiendo así el crecimiento de los núcleos mineralógicos. [35]

2.1.1.b Tipos de inhibidores. En la industria existen dos tipos de inhibidores químicos, los orgánicos que son los más comunes, entre los cuales encontramos los ésteres, fosfonatos, polímeros orgánicos; Por otro lado, están los inhibidores inorgánicos entre los cuales se encuentran las polifosfatos los cuales se explicaran a continuación. [36]

- Inhibidores químicos orgánicos

Son los que se utilizan con mayor frecuencia [37]. Para el caso de pozos productores, éstos son tratados con inyección continua desde superficie o por inyección forzada del inhibidor dentro de la formación productora (tratamiento squeeze).

- **Esteres orgánicos:** Un éster se obtiene formalmente al reemplazar un grupo –OH de un ácido carboxílico, por un grupo –OR. Los ésteres son compuestos polares que no forman puentes de hidrógeno intermolecular. Como resultado de ello tienen puntos de ebullición inferiores a los ácidos carboxílicos y alcoholes de peso molecular comparable. Asimismo, tienen solubilidad en agua mucho más baja que dichos compuestos. A diferencia de los ácidos de bajo peso molecular, tienen olores agradables, generalmente frutados. [38] Los esterres son los inhibidores de incrustaciones más efectivos en el control de depósitos de CaSO₄. No se recomiendan por encima de 212° F (100°C). Los más usados son: amino fosfato estere, y alcohol fosfato esterres.

- **Fosfatos orgánicos:** Los fosfatos son las sales o los ésteres del ácido fosfórico. Son los más usados para inhibir incrustaciones de CaCO_3 . Son más estables que los esterres a altas temperaturas. Tipos especiales de consumo lento para squeezees en calizas y es de facil monitoreo por medio de residuales. El mecanismo de funcionamiento incia cuando el primer scale comienza a formarse, muchos cristales diminutos se precipitan del agua, en este momento los iones fosfonatos cubren los diminutos cristales antes de que ellos puedan agruparse y asi crecer. Este mecanismo anteriormente descrito es conocido como la adsorción del fosfonato sobre el núcleo del scale; por lo tanto, gran cantidad de scale puede ser tratado con poca cantidad de fosfonato. Los más usados en la industria petrolera son: ATMP, HEDP, EDTMP, HMDTMP, DETPMP, BHMTMP. [39]

- **Polímeros orgánicos:** Un polímero es una macromolécula de peso molecular muy grande, que se construye a partir de pequeñas unidades repetitivas. La molécula pequeña recibe el nombre de monómero, y el proceso por el cual el monómero se convierte en polímero, se llama polimerización. [40] Estos se utilizan principalmente a altas temperaturas (mayores a 350°F [177°C]) y los residuales no pueden ser monitoreados y son inestables en agua que contengan calcio por encima de 3000 mg/l

- Ciertos grupos funcionales como el carboxilato y el sulfonato son capaces de inhibir la formación de incrustaciones. Estos tipos de polímeros pueden ser eficaces para controlar diferentes clases de incrustaciones, según los tipos de monómeros presentes en el polímero. [41] Los polímeros interfieren con el crecimiento de la estructura cristalina en las formaciones de incrustación mineral y evitan o revierten el crecimiento de densos depósitos minerales adherentes. Los polímeros orgánicos más comúnmente usados son: poliacrilatos, polimetacrilato, poliacrilamida, polimeleato, polímeros de ácido itacónico y copolimeros de ácido itacnonico y vinyl sulfonatos.

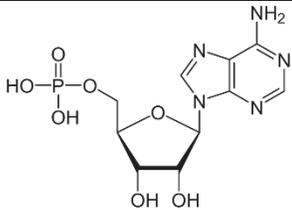
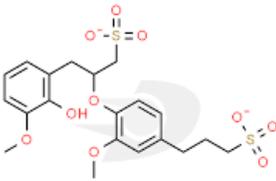
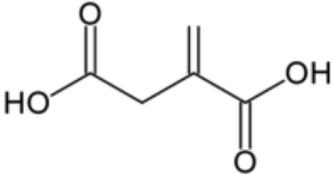
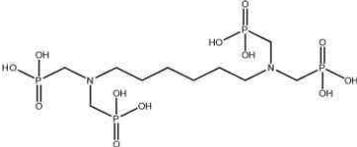
- Inhibidores químicos inorgánicos

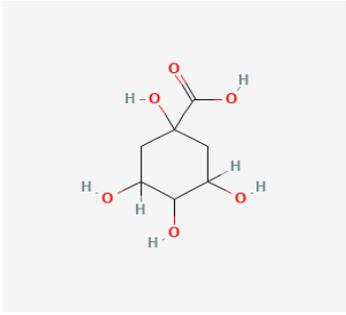
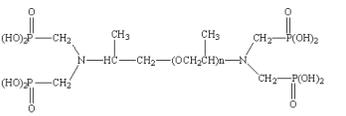
Algunos inhibidores inorgánicos son las polifosfatos inorgánicas, que son materiales sólidos inorgánicos no cristalinos que se encuentran como polifosfatos de solubilidad simple, estos se

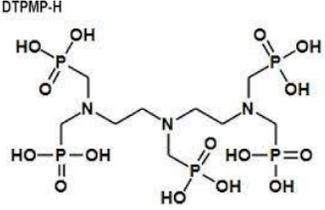
disuelven rápidamente en agua y son mucho más costosos. Las polifosfatos genéricas inorgánicas más usadas son: hexametáfosfato de sodio, tripolifosfato de sodio, tripolifosfato de potasio [35] en la tabla 7 se muestran algunos ejemplos de inhibidores de incrustaciones.

Tabla 7.

Tipos de inhibidores de incrustaciones

Nombre del inhibidor de incrustaciones	Estructura	Fases minerales que inhibe	Tipo de estudio
AMP (Fosfonato)		CaCO ₃	Estudio de polímeros que controlan la precipitación de fosfonatos. Estos inhibidores exhiben pobres rendimientos para evitar la precipitación de fosfonatos. [42]
LS (Lignosulfato de sodio)		CaCO ₃	Contribución del Lignosulfato de sodio para la dispersión de CaCO ₃ en agua. El LS tiene limitada habilidad de inhibición de CaCO ₃ de acuerdo a pruebas estáticas. [43]
Ácido itaconico		CaCO ₃	Obtención del ácido itacónico a partir de un polímero que contiene un radical aniónico de grupos: SO ₃ , PO ₃ , COO. [44]
HMDP (Hexametildiamino tetrametileno fosfónico)		CaCO ₃ y BaSO ₄	Estabilidad térmica de inhibidores de incrustación de fosfonatos metilaminas. Son las más estables térmicamente a un pH de 5, sin embargo, a un pH de 2 reportaron una baja

			<p>eficiencia de inhibición de incrustación. Esto se atribuyó a las cadenas de hexil, las cuales reducen los efectos estéricos y favorecen su estabilidad cuando las soluciones de estas moléculas se tratan térmicamente. [45]</p>
<p>Ácido policarboxílico</p>		<p>Calcita</p>	<p>Velocidad de inhibición en el crecimiento del cristal de calcita. Mostró una efectiva velocidad de inhibición de calcita a bajas concentraciones (0.01 a 1 mg/L). Se observó una variada morfología de los cristales y la velocidad de reducción del crecimiento se atribuye a la orientación estereoquímica de su molécula que controla la superficie de interacción de calcita con inhibidores. [46]</p>
<p>Fosfonatos poliaminometileno</p>		<p>BaSO₄</p>	<p>Invencción de un polímero para inhibición de incrustaciones en aguas con alto contenido de bario y bajo pH a partir de un fosfonato modelo. Inhibición de sulfato de bario a pH muy bajos (4-6) y contenidos de bario en la salmuera empleada en el rango de 500-3000 ppm en pruebas estáticas. El producto resultó ser estable térmicamente. Puede utilizarse como mezcla con agentes quelantes como EDTA. [47]</p>

<p>DETPMP (Diethylenetri amino penta (metil fosfónico))</p>	<p>DTPMP-H</p> 	<p>CaCO₃ y BaSO₄</p>	<p>Estabilidad térmica de inhibidores de incrustación de fosfonatos metil aminos. No resultó ser estable térmicamente de a ningún valor de pH, ya que su eficiencia de inhibición fue baja (<20%) según las pruebas estáticas y dinámicas. Sin embargo, en los dos rangos de pH sin ningún tratamiento térmico la solución acuosa de inhibidor mostró una alta eficiencia de inhibición de sulfato de bario (>90%).[38]</p>
---	--	--	---

Nota. Se realizó un estudio con diferentes tipos de inhibidores a diferentes condiciones de temperatura, pH, concentración, etc... Tomado de: A. X. Salamanca Sánchez, "Evaluación de un inhibidor de incrustación para evitar taponamiento de las líneas de producción en una plataforma petrolera", trabajo de grado, Fundación Universidad de América, Bogotá D.C, 2018. Accedido el 2 de noviembre de 2021. [En línea]. Disponible: <http://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/7213/1/6112785-2018-2-IQ.pdf>

2.1.2. Tipos de inhibidores evaluados

- Inhibidor Dual

Tabla 8.

Componentes Inhibidor Dual

Nombre químico	No. CAS
Hidróxido de potasio	1310-58-3
Etanol	64-17-5
Metanol	67-56-1
Ciclohexilamina	108-91-8

Nota. Esta tabla muestra los principales componentes químicos del inhidor Dual. Tomado de "Ficha de Seguridad, Hoja de datos de seguridad en conformidad con la Norma Colombiana NTC", 9 de febrero de 2021, Multitreat 16709, Sao Paulo, Brasil, 1, Confidencial GTE.

- Hidróxido de potasio: Corrosivo para el tracto respiratorio.
- Etanol: Ninguna clasificación de toxicidad por aspiración.
- Metanol: Ninguna clasificación de toxicidad por aspiración.
- Ciclohexilamina: Este producto es tóxico e irritante para la piel y las membranas mucosas, ocasionando gangrena. La ciclohexilamina es una sustancia inflamable. La inhalación de sus vapores produce un efecto narcótico.

✓ **Propiedades físicas y químicas:**

- Aspecto: líquido
- Color: De amarillo a Ámbar
- Olor: Característico
- PH: 3,5 – 5,0 (20°C)
- Punto de fusión: < 0 °C
- Punto de ebullición: >100°C
- Punto de inflamación: >100°C

- Inhibidor de Scale

Tabla 9.

Componentes Inhibidor de Scale

Nombre químico	No. CAS
Acido [[[(fosfonometil)imino]bis[hexametilen nitrilobis(meti len)]]]tetrakisfosfónico	34690-00-1
Hidróxido de potasio	1310-58-3
Cloruro de hidrógeno	7647-01-0
Ácido fosfonico	13598-36-2

Nota. Esta tabla muestra los principales componentes químicos del Inhibidor de Scale. Tomado de "Ficha de Seguridad, Hoja de datos de seguridad en conformidad con la Norma Colombiana NTC", 9 de febrero de 2021, Scaletreat 16401, Sao Paulo, Brasil, 1, Confidencial GTE.

- Acido[[[(fosfonometil)imino]bis[hexametilenitrilobis(metilen)]]]tetrakisfosfónico: Corrosivo para el tracto respiratorio.
- Hidróxido de potasio: Corrosivo para el tracto respiratorio.
- Cloruro de hidrógeno: Ninguna clasificación de toxicidad por aspiración
- Ácido fosfonico: Ninguna clasificación de toxicidad por aspiración

✓ **Propiedades físicas y químicas**

- Aspecto: líquido
- Color: Amarillo claro, transparente
- Olor: Característico
- PH: 4,0 - 5,0 (20°C)
- Punto de fusión: < 0 °C
- Punto de ebullición: 100°C
- Punto de inflamación: >100°C

- Densidad: 1,06 g/cm³

Nota. La ficha técnica completa de cada uno de los inhibidores es de carácter confidencial.

2.1.3. Métodos de aplicación de inhibidores de incrustaciones

Los métodos de aplicación son muy variados y dependen mucho del sistema de levantamiento artificial utilizado, el completamiento, la naturaleza del problema y la severidad. Es recomendable usar un inhibidor de corrosión si se usa el inhibidor de incrustaciones para prevenir la corrosión bajo depósito. Algunos inhibidores de incrustación se aplican sólidos (polvo, aglomerados, bolas, barras, etc.) y son usados en cestas perforadas, alimentadores de by-pass, operaciones de fracturamiento o bombeados downhole por capilar o anular, el capilar es introducido al pozo concéntricamente por dentro del tubing de producción, esta tecnología permite bajar hasta profundidades del orden de 7.000 metros con el pozo en producción y dejar el capilar instalado con un sistema de colgador completo (con mordaza y sistema de empaquetado/Pack-Off), vinculándolo en superficie a un sistema convencional de dosificación de productos químicos. [48]

2.1.3.a Aplicación en forma continua. Es la forma más común de aplicación de los inhibidores de incrustación, en donde una bomba de inyección de químico introduce al fluido las 24 horas del día, dando una protección más efectiva contra la formación de incrustaciones en el sistema, al ser aplicado el producto diariamente. La inyección continua es generalmente utilizada para tratar problemas en superficie y algunas veces en downhole (líquido bombeado por el anular hacia el fondo del pozo y alimentador de by-pass). Se debe tener en cuenta que el inhibidor de incrustaciones debe ser aplicado tan lejos como sea posible de la incrustación y no se debe inyectar el inhibidor dentro de una línea o tanque estático debido a incompatibilidad potencial.

Ventajas:

- Los químicos son suministrados en forma continua asegurando una protección constante en el pozo, bombas, tubería y válvulas.

- El tipo de químico y concentración puede ser cambiado cuando sea necesario.
- Provee protección superior comparada a los tratamientos por baches.

Desventajas:

- Se requiere monitorear las bombas de químico, se debe asegurar la compatibilidad del producto con los fluidos de la corriente en donde será inyectado.

2.1.3.b Aplicación por baches. Es una técnica que consiste en la aplicación del inhibidor en periodos cíclicos del inhibidor, se usa para inyectar el producto al pozo desde el anular, funciona mediante recirculación, es decir, hace pasar el inhibidor bajo el anular y retorna luego a través de la tubería. [49] El tratamiento por baches se lleva a cabo periódicamente con un tiempo de frecuencia establecido bajo diferentes parámetros evaluando la eficiencia del inhibidor, usando un camión de bacheo

- Recomendado para tratamientos en pozos poco profundos.

De acuerdo con la profundidad vertical alcanzada, los pozos pueden clasificarse de la siguiente manera [50]

- ✓ Someros: pozos con profundidad menor a 15 mil ft (4 mil 570 m).
- ✓ Profundos: pozos con profundidad entre 15 mil y 20 mil ft (4mil570 y 6 mil 100 m).
- ✓ Ultraprofundo: pozos con profundidad mayor a 20 mil ft (6 mil 100 m)
- ✓ De acuerdo con esta clasificación los pozos PÑÑ se clasifican como pozos profundos.

- Aplicación con menos uso dentro de la industria petrolera.

2.1.3.c Aplicación forzada “Squeezes”. Es una técnica usada últimamente en la cual se aplica el químico (concentración del 2% al 10% en volumen en agua) a contracorriente de la formación presentada, a una presión menor de la que presenta la formación para evitar la fractura de esta, el inhibidor debe ser impulsado por un bache de agua de formación que este limpia o algún liquido compatible con el agua, se debe cerrar el pozo aproximadamente por 3 días para que el químico

sea absorbido o precipitado dentro de la formación de manera correcta, luego es liberado con el fluido de producción y se obtiene una inhibición adecuada. [51] Posterior a eso se debe estar en un constante monitoreo para determinar el momento en el cual se debe realizar un nuevo Squeeze. [52]

2.2. Caracterización del agua de producción del Campo

2.2.1. Análisis fisicoquímicos

El análisis fisicoquímico es un método que permite determinar en los análisis de productos químicos la naturaleza de las interacciones entre los componentes de un sistema mediante el estudio de las relaciones entre las propiedades físicas y la composición del sistema, por lo tanto los análisis fisicoquímicos consisten en la medición de diversas propiedades físicas de los sistemas, en la mayoría de los casos las temperaturas de transición de fase y sus propiedades como son propiedades térmicas, eléctricas y ópticas. También se miden la densidad, la viscosidad y la dureza (en los casos que tienen que ver con el análisis de productos químicos) así como la dependencia de la velocidad de las transformaciones que ocurren en un sistema de la composición de un sistema. El análisis por difracción de rayos X y las técnicas de metalografía microscópica por poner un ejemplo se utilizan ampliamente en los análisis fisicoquímicos. [53]

Muchos de estos procesos son los más utilizados en el análisis de productos químicos ya que como mencionamos antes el análisis fisicoquímico es la mejor forma de obtener las mediciones adecuadas. Las mediciones de densidad, gravedad específica, viscosidad y pH se encuentran entre las más útiles de esta categoría, sin embargo, las variables a tener en cuenta en la medición son pH, CO₂, O₂, TSS, alcalinidad, Fe, Dureza total y Dureza cálcica.

Tabla 10.

Análisis fisicoquímicos del agua de producción del campo Quillacinga

Muestra	pH	CO ₂ (ppm)	O ₂ (ppm)	TSS gravimetría (ppm)	Fe (ppm)	Dureza Total (ppm)	Dureza Cálcica (ppm)
Salida Sep sin acido	6,67	180	0	99,2	NA	NA	NA
Salida Sep con acido	NA	NA	NA	26,6	6,05	6600	4600
Salida skimming tanks sin acido	6,71	Sin kits	0	78,4	NA	NA	NA
Salida skimming tanks con acido	NA	NA	NA	24,5	5,21	NA	NA
Salida TK 3000 sin acido	6,66	Sin kits	0	15,6	NA	NA	NA
Salida TK 3000 con acido	NA	NA	NA	5	4,41	7200	6900
Cargadero sin acido	6,77	140	> 40	NA	NA	NA	NA
Cargadero con acido	NA	NA	NA	11,1	4,38	7500	7300
Descargue agua CHB-6 sin acido	6,57	Sin kits	2000	178	2,72	9100	8700

Nota. Esta tabla muestra los resultados obtenidos de las pruebas para el análisis fisicoquímico. Valores Tomados de G. Confidencial, "Archivo excel", Consolidado fisicoquímicos, Bogota, Colombia, 1, Hoja 7.

Tabla 11.

Resultados fisicoquímicos en pozos PÑÑ 1 y PÑÑ 5

Fecha	9-ago-21	
Pozo	PÑÑ-1	PÑÑ-5
PH	6,45	6,82
Temp (°F)	180	190
TSS (ppm)	193	115
Cl-(ppm)	5020	47780
Alcalinidad al Carbonato (ppm CaCO ₃)	380	640
Dureza Total (ppm CaCO ₃)	1020	12470
Dureza al Ca (ppm CaCO ₃)	990	9620
Hierro total	2,5	18,5
Ind. Ryznar	3,9	1
Residual Fosfonatos (ppm)	13,48	32,65
Residual aminas (ppm)	12,5	16,5

Nota. Esta tabla muestra los resultados para las pruebas fisicoquímicas en los pozos PÑÑ 1 y PÑÑ5. Valores Tomados de G. Confidencial, "Archivo excel", Consolidado fisicoquímicos, Bogota, Colombia, 1, Hoja 7.

En las tablas 9 y 10 se señala el comportamiento fisicoquímico del agua de producción tanto de los pozos PÑÑ como los puntos de muestreo de las facilidades en el campo Quillacinga, donde se observa en comportamiento estándar del agua sin ningún tratamiento químico. Se observa que el

pH se mantiene estable, sin embargo, la concentración de CO₂ y O₂ a medida que avanza el proceso respectivamente disminuye y aumenta, lo cual se da debido a los tanques abiertos a la atmosfera.

De igual forma se observa que gracias a los tanques que se tienen en QLL se disminuye los TSS sin embargo en el descargadero de agua en CHB6 se incrementan los sólidos suspendidos totales debido al tiempo de retención del agua en los carrotanques de aproximadamente 45 minutos, el cual es el transcurso de QLL a CHB6, también se debe tener en cuenta otra variable que afecta estos solidos la cual es el ingreso del oxígeno al sistema.

Se puede evidenciar una caída de hierros y aumento de durezas, lo que significa que se está precipitando el hierro y el agua está más dura que al inicio del proceso, es decir con un mayor número de minerales y solidos en el agua.

Por otra parte, en la figura 5 se observa un depósito recolectado en el drenaje de un carrotanque con agua proveniente de Quillacinga y depositada en los tanques de la PIA de Cohembi 6. Su apariencia naranja y efervescencia en acido da la impresión de que se trate de una mezcla de carbonatos y óxidos de hierro. Para complementar el análisis se sugiere realizar análisis FRX (fluorescencia de rayos x) para conocer la composición tanto de sólidos cristalinos como sólidos amorfos.

Figura 5.

Deposito drenaje fondo carrotanques Quillacinga-CHB 6



Nota. La figura representa una incrustación encontrada en el fondo de un carrotanque de Quillacinga a CHB6.

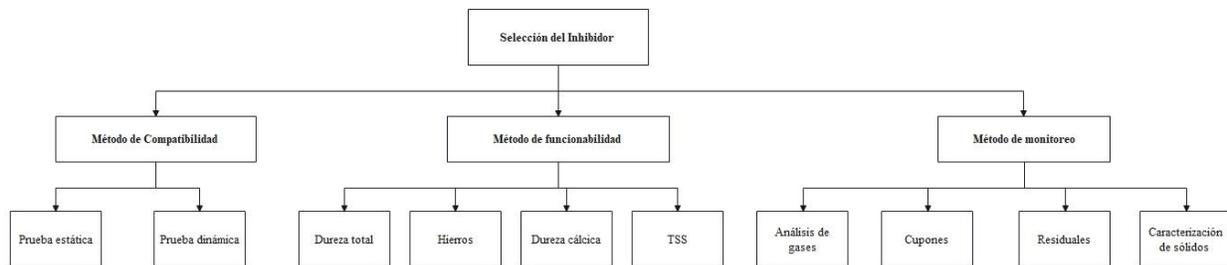
2.3 Metodología adecuada para selección del inhibidor de incrustación.

Para la selección del inhibidor se realizaron pruebas experimentales de interacción fluido-fluido en donde se debe tener en cuenta varios factores como lo son la compatibilidad del inhibidor con el medio, la funcionalidad de este en relación con su eficiencia y por último su utilidad con respecto al tiempo, para lo cual se realizarán unos monitoreos; para cada uno de estos factores se tienen un método/prueba a realizar, las cuales serán detalladas más a severidad a continuación. [54]

Las variables para la selección del inhibidor se tomaron a partir de estudios realizados en la empresa Gran Tierra Energy, donde sus principios para el funcionamiento de un producto químico se rigen a partir de estos 3 métodos anteriormente mencionados. Cabe destacar que el Inhibidor de Scale fue enviado desde un laboratorio externo en Brasil para su evaluación, el cual no se había usado anteriormente por la empresa.

Figura 6.

Esquema para la selección del Inhibidor



Nota. La figura muestra los métodos para la selección del inhibidor.

2.3.1. Método de compatibilidad

Este tipo de pruebas permiten establecer la presencia de precipitados, floculantes o emulsiones cuando se ponen en contacto la salmuera sintética con el inhibidor; de este tipo de pruebas encontramos dos tipos:

2.3.1.a Prueba estática. Este tipo de pruebas permiten evaluar la interacción Fluido–Fluido, esta prueba consiste en analizar visualmente si existe compatibilidad entre el agua de producción y el inhibidor de incrustaciones para que este pueda ser aplicado. Esta etapa contempla las siguientes pruebas: sludge, mojabilidad visual, rompimiento de emulsiones, turbiedad y precipitaciones, sobrenadantes, compatibilidad con y sin envenenamiento. Las pruebas que forman parte de esta etapa se rigen bajo la Norma API RP-42 de 1990 y la norma NACE TM0374-90 la cual 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 (debido a que se destapan las botellas y se dejan abiertas al aire atmosférico) y 95°C, al cabo de unas horas determinar si la prueba es compatible o incompatible a determinada concentración y así elegir el rango de dosis de aplicación. [55]

2.3.1.b Prueba dinámica. La prueba dinámica se basa en medir un diferencial de presión donde se evalúan diferentes concentraciones de inhibidor de incrustaciones en un tiempo determinado. El principio básico consiste en mezclar dos salmueras incompatibles en una bobina de prueba de diámetro estrecho. Las incrustaciones comienzan a formarse en el serpentín creando una presión diferencial. El tiempo que tarda esta formación da una indicación del rendimiento del inhibidor; se realiza una salmuera sintética ya que solo se lleva una muestra de agua de cabeza de pozo a los laboratorios externos en Brasil, y para la prueba se requiere de una salmuera sintética bajo las condiciones del proceso y con la composición más parecida posible a la muestra de agua tomada en el Campo Quillacinga, para así poder simular el proceso y la formación de las incrustaciones en el equipo.

Figura 7.

Techbox H200 & H400 DSL Software



Nota. Se muestra el equipo con el que se realizan análisis DSL. Tomado de: "Differential Dynamic Scale Loop", [En línea]. Disponible: <https://www.techboxsystems.com/differential-scale-loop/> [Acceso: mar.15.2022]

La prueba se realiza en un laboratorio externo y se utilizó un equipo Coil Tubing System el cual se basa en el método de bloqueo de tubo. El método usado no influye sobre los resultados, es un simulador el cual simula una incrustación como su nombre lo dice mediante el bloqueo del tubo o del capilar donde se desplaza la salmuera, por lo cual la presión varía y se genera un diferencial de presión mostrando que se debe agregar una mayor concentración del inhibidor usado.

Este equipo es capaz de medir pequeños cambios en la presión debido a la acumulación de incrustaciones en un capilar en forma de espiral. La metodología general consistió en bombear dos salmueras incompatibles a través de un capilar en espiral que se mantuvo 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 la depositación de las incrustaciones al interior de la tubería. Una vez que se inyectó el inhibidor, su efecto fue monitoreado mediante este parámetro. Para obtener la concentración mínima del inhibidor (MIC) la concentración del inhibidor de incrustaciones se redujo continuamente hasta que el diferencial de presión empezó a aumentar. En ese momento se incrementó la concentración del inhibidor para establecer el valor al cual no se producía la depositación de incrustaciones. En las gráficas presentadas se puede leer el menor valor

de concentración que era capaz de inhibir la formación de incrustaciones en la tubería de espiral (coil tubing), se denominó concentración mínima de inhibidor (MIC).

2.3.2. Método de funcionalidad

2.3.2.a Dureza total. Esta prueba sirve para determinar si el agua es dura o suave, por dura se entiende que el agua tiene la capacidad de formar incrustaciones con cierto tipo de iones, normalmente causado por una gran cantidad de iones metálicos divalente, por el contrario, se entiende por agua blanda aquella que tiene una mínima cantidad de estos iones.

Para realizar esta prueba se debe tener en cuenta que esta evalúa la suma de las concentraciones de magnesio y calcio expresados como Carbonatos de Calcio, esto en una concentración de miligramo/ litro [56]. Cabe destacar que las pruebas realizadas se utilizaron las referencias y normas de la empresa GTE.

Tabla 12.

Rango de CaCO_3

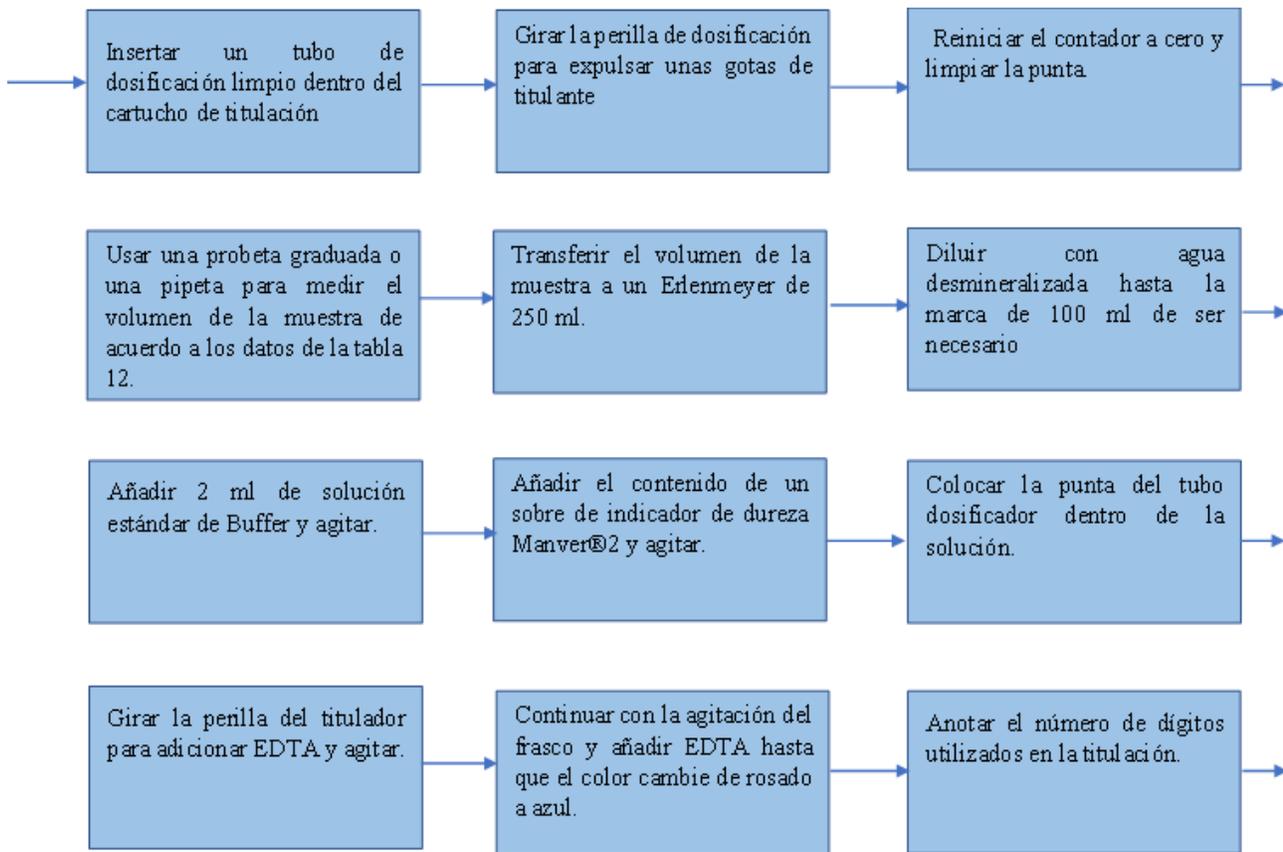
Rango (mg/l como CaCO_3)	Volumen de la muestra (ml)	Cartucho de titulación EDTA (M)	Número de catalogo	Digito multiplicador
10-40	100	0.0800	14364-01	0.1
40-160	25	0.0800	14364-01	0.4
100-400	100	0.800	14399-01	1.0
200-800	50	0.800	14399-01	2.0
500-2000	20	0.800	14399-01	5.0
1000-4000	10	0.800	14399-01	10.0

Nota. Esta tabla muestra el rango de CaCO_3 , el volumen de la muestra y el cartucho de titulación de EDTA. Tomado de Dureza Total GTE (Gran Tierra Energy). [En línea]. Disponible: <https://gtnet.grantierra.com/Standards/Forms/AllItems.aspx> [Acceso: mar.29,2022].

En la tabla anterior se puede analizar que cartucho de titulación EDTA se debe usar y porque digito multiplicador multiplicar el resultado dependiendo del volumen de la muestra tomada de agua y el resultado de Carbonato de Calcio. Ejemplo, si se usa un volumen de 100 ml de agua y el cartucho de 0.8 de EDTA, y el resultado dio entre 100-400 se debe multiplicar por 1.

Figura 8.

Diagrama proceso prueba de Dureza Total

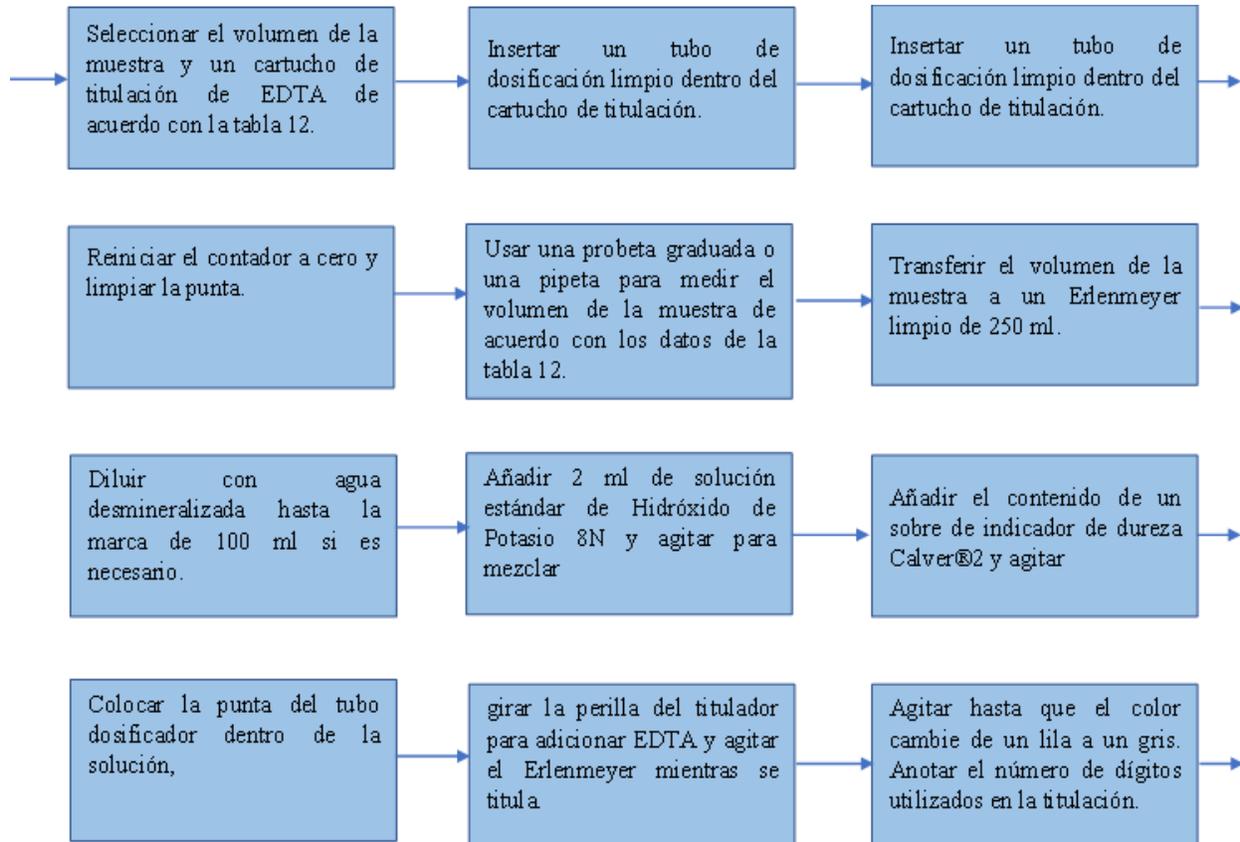


Nota. En la figura se observa el procedimiento de Dureza Total donde la prueba se realiza siguiendo el paso a paso haciendo una titulación con EDTA, acidificar con HCl las muestras recogidas de las facilidades que no están abiertas a la atmosfera, para disminuir los haces de luz que modifican el valor real a medir. Tomado de Dureza Total GTE (Gran Tierra Energy). [En línea]. Disponible: <https://gtnet.grantierra.com/Standards/Forms/AllItems.aspx> [Acceso: mar.29,2022].

2.3.2.b Dureza cálcica. Esta prueba permite determinar la cantidad de Calcio contenida en el agua, expresada en partes por millón (ppm), igual que en la dureza total, aquí se evalúa si se tiene un agua dura o agua blanda evaluando la capacidad de esta para formar incrustaciones con el contenido de iones metálicos divalentes, principalmente los de calcio. [57]

Figura 9.

Diagrama proceso prueba de Dureza Cálctica



Nota. En la figura se observa el procedimiento de Dureza Cálctica donde la prueba se realiza siguiendo el paso a paso haciendo una titulación con EDTA, acidificar con HCl las muestras recogidas de las facilidades que no están abiertas a la atmosfera, para disminuir los haces de luz que modifican el valor real a medir. Tomado de Procedimiento Dureza Calcica GTE (Gran Tierra Energy). [En línea]. Disponible: <https://gtnet.grantierra.com/Standards/Forms/AllItems.aspx> [Acceso: mar.29,2022].

2.3.2.c Hierros. Para determinar la concentración de hierro en el agua se realizan pruebas por medio de un equipo llamado espectrofotómetro, el cual funciona con un blanco de la muestra y con una muestra con ferover, donde se calculan la ppm del agua, siguiendo el proceso descrito a continuación

Figura 10.

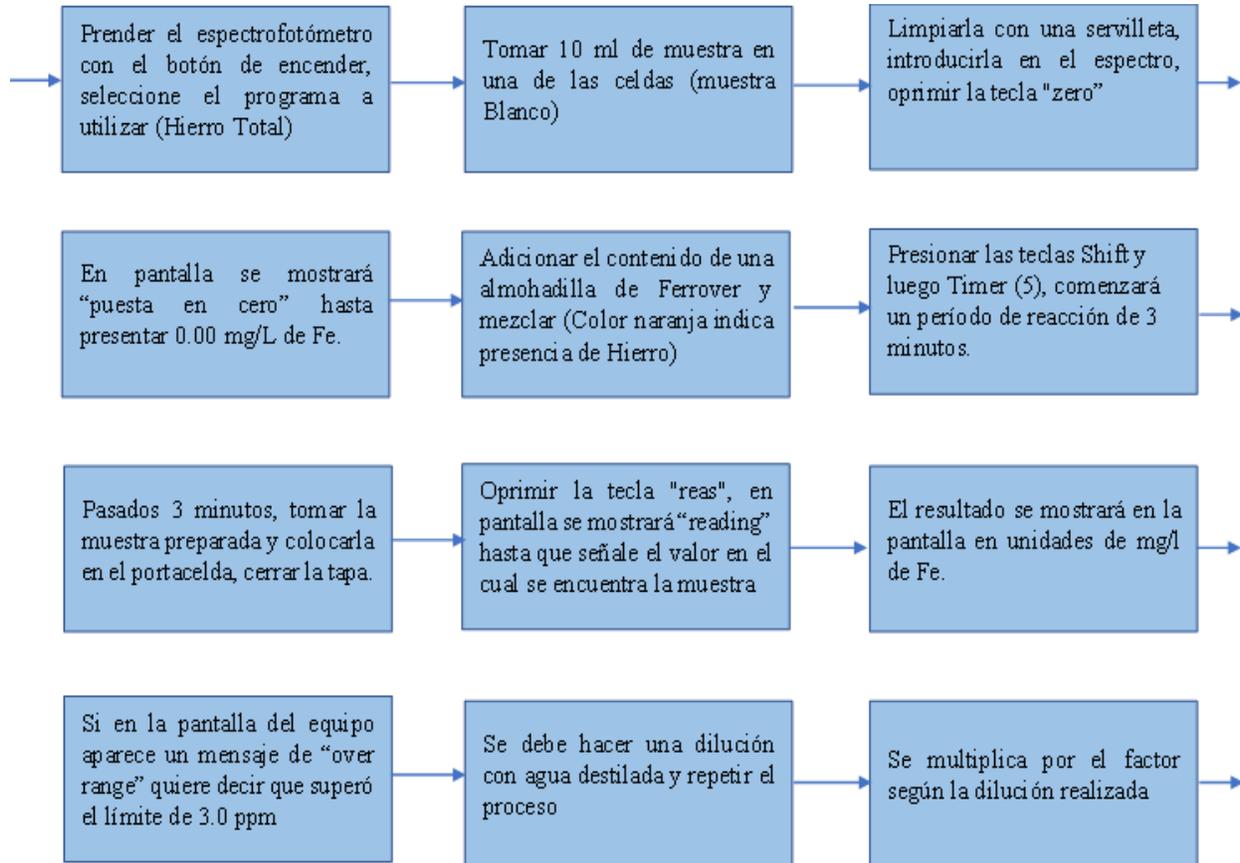
Espectrofotómetro UV/visible



Nota. En la figura se muestra un espectrofotómetro para medición de hierros. Tomado de “EULABOR S.L. Espectrofotómetro visible”, [En línea]. Disponible: <https://www.eulabor-tienda.com/espectrofotometro-uv-visible-mod-4201-50-c2x27500302> [Acceso: mar.29,2022].

Figura 11.

Diagrama proceso prueba de Hierros

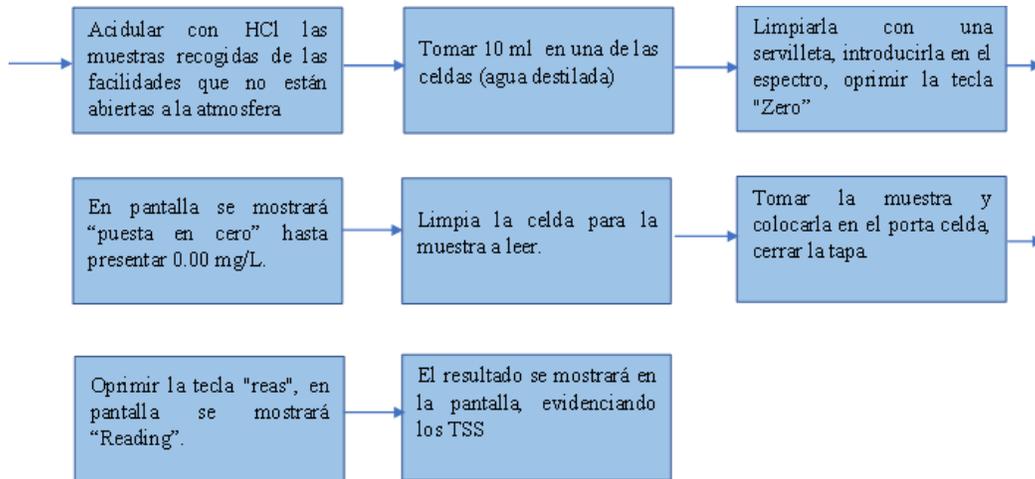


Nota. En la figura se observa el procedimiento de medición de hierros, acidificar con HCl las muestras recogidas de las facilidades que no están abiertas a la atmosfera, para disminuir los haces de luz que modifican el valor real a medir. Tomado de Prueba de Hierros GTE (Gran Tierra Energy). [En línea]. Disponible: <https://gtnet.grantierra.com/Standards/Forms/AllItems.aspx> [Acceso: mar.29,2022].

2.3.2.d Seguimiento TSS. Esta prueba permite determinar los sólidos suspendidos totales mediante un equipo llamado espectrofotómetro. Para *Gran Tierra Energy* la prueba se realiza siguiendo este paso a paso

Figura 12.

Diagrama proceso prueba TSS



Nota. En la figura se evidencia el procedimiento de medición de TSS, si en la pantalla del equipo aparece un mensaje de “OVER RANGE” quiere decir que superó el límite por tanto se debe hacer una dilución con agua destilada y repetir el proceso. Al final se multiplica por el factor según la dilución realizada. Tomado de Diagrama proceso TSS GTE (Gran Tierra Energy). [En línea]. Disponible: <https://gtnet.grantierra.com/Standards/Forms/AllItems.aspx> [Acceso: mar.29,2022].

2.3.3. Monitoreo

2.3.3.a Análisis de gases (CO_2 , O_2 y H_2S). Los análisis de gases se realizan mediante un tubo dräger, los cuales son tubos de colorimetría, donde este se llena con una substancia porosa cubierta con un químico que reacciona con el H_2S , O_2 o CO_2 , donde se forma un color níspero café o azul dependiendo del gas a analizar. La cantidad de gas aspirado se pasa por el tubo mediante una probeta y la lectura a la que el color café o azul se detiene en el tubo es la concentración de gas en partes por millón (ppm).[58]

Figura 13.

Imagen análisis de H₂S y CO₂



Nota. Se presenta una imagen representativa de los tubos dragger y la medición de H₂S y CO₂, donde el H₂S es el tubo de color café y el CO₂ de color azul.

Tabla 13.

Clasificación de la agresividad del fluido

Agresividad	Corte de Agua	H₂S (ppm)	CO₂ (ppm)	Adición
Baja	≤25%	≤10	≤250	No presenta problemas por arena, scale o parafinas
	25% < 75%	10 < 100	250 < 1500	Y presenta problemas por arena, scale o parafinas
Moderada	25% < 75%	10 < 100	250 < 1500	No presenta problemas por arena, scale o parafinas
	75% < 100%	≥ 100	≥ 250	Y presenta problemas por arena, scale o parafinas
Agresividad Severa	25% < 75%	10 < 100	250 < 1500	Y presenta problemas por arena, scale o parafinas
	75% < 100%	≥ 100	≥ 250	No presenta problemas por arena, scale o parafinas

Nota. Esta tabla muestra la clasificación de la agresividad del fluido teniendo en cuenta corte de agua, H₂S y CO₂. Valores Tomados de G. Confidencial, "Archivo excel", Consolidado fisicoquímicos, Bogota, Colombia, 1, Hoja 10.

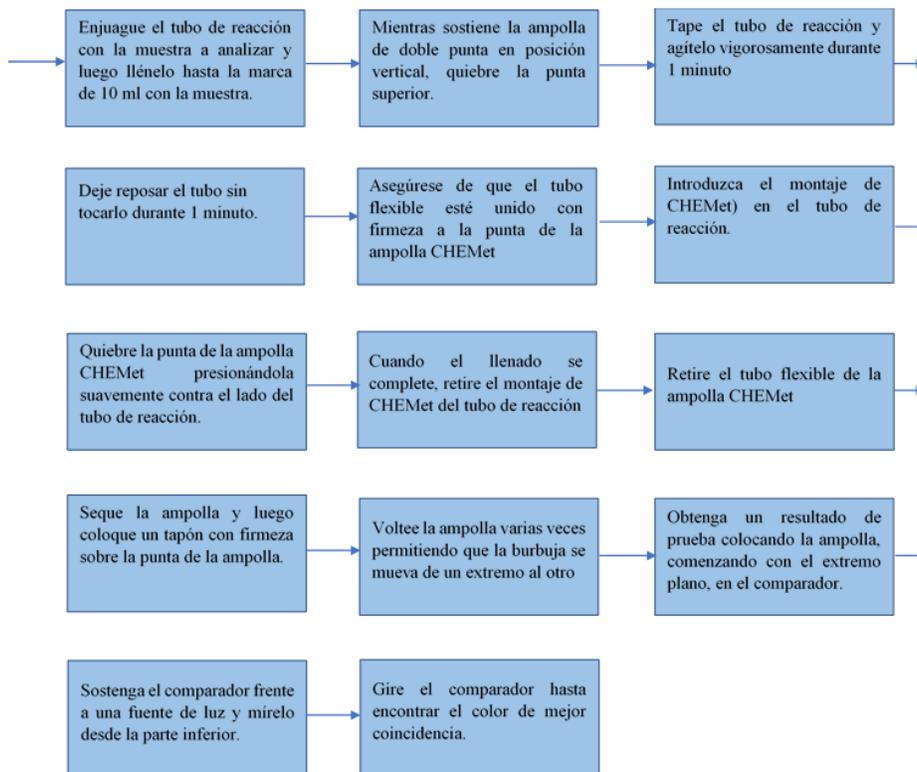
Se puede observar que a medida que el corte de agua sea mayor, la concentración de H₂S y de CO₂ sea mayor se presenta agresividad o corrosión severa.

2.3.3.b Residuales de amina y fosfonato. Se determina la concentración mínima que sobra del activo del producto usado, en este caso es la concentración mínima de amina o de fosfonato del inhibidor de incrustaciones.

- Residual de amina: Para *Gran Tierra Energy* la prueba se realiza siguiendo este paso a paso:

Figura 14.

Diagrama proceso prueba residual de Amina

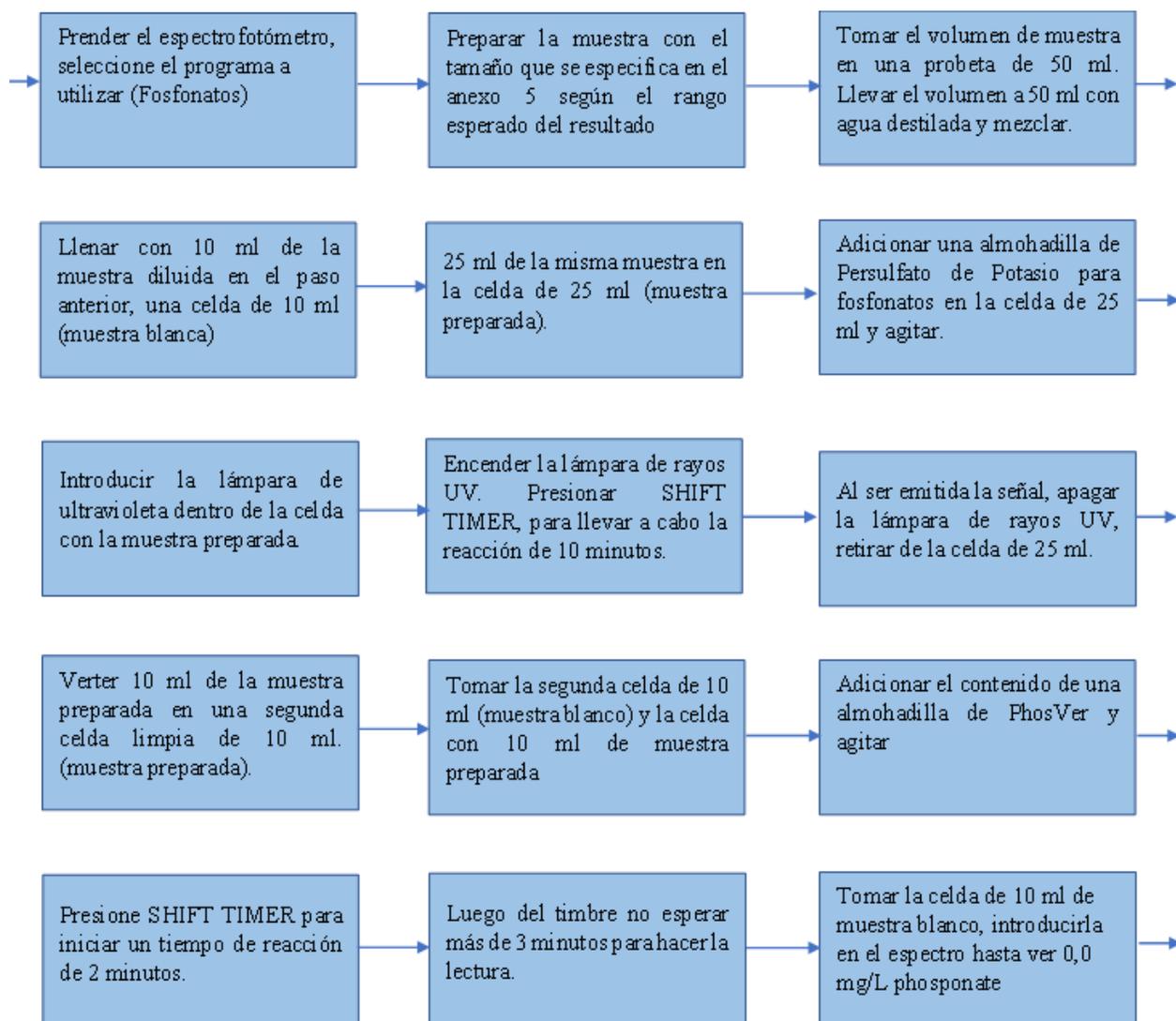


Nota. En la figura se evidencia el procedimiento de medición de residual de amina. Tomado de Residual Amina GTE (Gran Tierra Energy). [En línea]. Disponible: <https://gtnet.grantierra.com/Standards/Forms/AllItems.aspx> [Acceso: mar.29,2022]

- Residual de fosfonatos: Para *Gran Tierra Energy* la prueba se realiza siguiendo este paso a paso:

Figura 15.

Diagrama proceso prueba residual de Fosfonatos



Nota. En la figura se evidencia el procedimiento de medición de residual de fosfonatos. Tomado de Residual Fosfonato GTE (Gran Tierra Energy). [En línea]. Disponible: <https://gtnet.grantierra.com/Standards/Forms/AllItems.aspx> [Acceso: mar.29,2022]

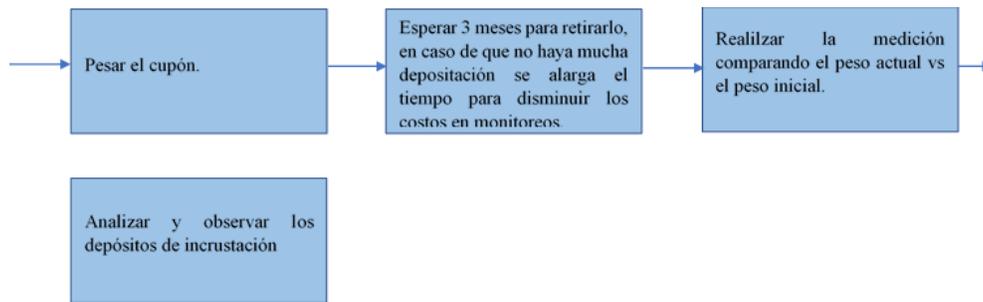
A continuación, se encuentran cada una de las tablas requeridas para el proceso descrito anteriormente

2.3.3.c Cupón de Incrustación. Son pequeñas muestras de metal con características predeterminadas, las cuales son instaladas durante un determinado tiempo dentro de las tuberías y en lugares específicos para determinar la rata de perdida de metal y morfología de daño. Estos cupones pueden determinar presencia de depósitos orgánicos e incrustaciones inorgánicas [59]

Para *Gran Tierra Energy* la prueba se realiza siguiendo este paso a paso:

Figura 16.

Diagrama proceso prueba del cupón de incrustación



Nota. En la figura se evidencia el procedimiento de la prueba del cupón de incrustación.

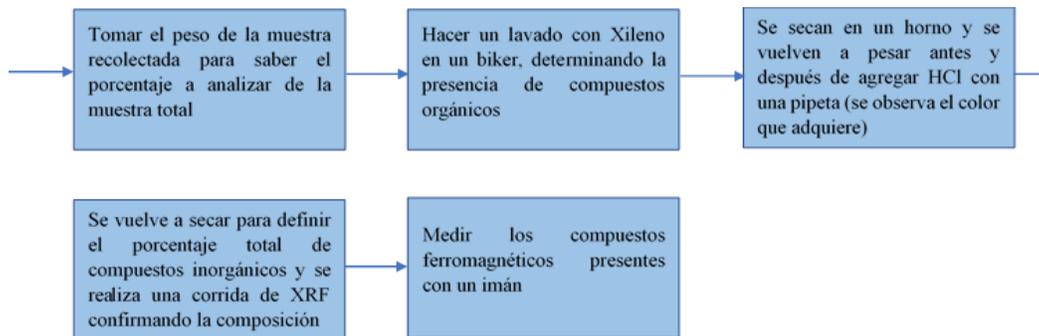
Debido a que son cupones de baja, se debe instalar el cupón en dirección paralela al flujo de agua y alejado de las paredes de los tubos de la cuponera dentro de la tubería, permitiendo controlar el flujo de agua e instalar y retirar fácilmente los especímenes. La cuponera, los porta cupones y los sujetadores deben ser de material plástico no conductor para proporcionar el aislamiento entre metales diferentes y evitar la corrosión galvánica. Tomado de Prueba cupón de incrustación GTE (Gran Tierra Energy). [En línea]. Disponible: <https://gtnet.grantierra.com/Standards/Forms/AllItems.aspx> [Acceso: mar.29,2022]

2.3.3.d Caracterización de sólidos. Esta prueba se realiza para determinar la procedencia de los sólidos, si estos son orgánicos o inorgánicos, además de su composición elemental para determinar si los sólidos recolectados son incrustaciones, específicamente carbonato de calcio u óxidos de hierro. Dentro de los sólidos recolectados también se pueden encontrar arenas, compuestos orgánicos derivados del crudo como lo son asfáltenos y parafinas o minerales provenientes del agua de formación.

Para *Gran Tierra Energy* la prueba se realiza siguiendo este paso a paso

Figura 17.

Diagrama proceso prueba de caracterización de sólidos



Nota. En la figura se evidencia el proceso de la prueba de caracterización de sólidos. Tomado de caracterización de Muestras solidas GTE (Gran Tierra Energy). [En línea]. Disponible: <https://gtnet.grantierra.com/Standards/Forms/AllItems.aspx> [Acceso: mar.29,2022]

2.4 Resultados Obtenidos

Para cada uno de los inhibidores se realizaron las pruebas mencionadas anteriormente, con dos (2) repeticiones a cada punto de muestreo, donde se podrá tener parcialmente una decisión frente a cuál es el mejor en comparación con el otro.

Se tomaron estos puntos de muestreo debido a que eran todos los que estaban disponibles en las facilidades y se podían observar cambios después del ingreso y salida de algún equipo.

Puntos de monitoreo:

Los puntos de monitoreo escogidos para la toma de muestra de agua y medición de las diferentes variables se relacionan a continuación

- Pozo PÑÑ 5: Producción de 3575 Bls, temperatura de 200°F y presión de 140 psi en superficie.
- Pozo PÑÑ 1: Producción de 8370 Bls, temperatura de 209°F y presión de 175 psi a superficie.
- Salida de agua separador general: Línea de flujo de salida
- Tk 3000: Toma muestra ubicado físicamente en un costado del tanque
- Cargadero de agua Quillacinga: Muestra tomada directamente en el cargadero mientras se llena un carro tanque.
- Descargue de agua CHB 6: Muestra tomada en línea de descarga bombas descargadero.

2.4.1. Compatibilidad

2.4.1.a Prueba estática. Esta prueba se realiza de modo visual para lo cual se tomaron fotografías evidenciando los cambios y la aplicabilidad para cada uno de los inhibidores evaluados, cabe resaltar como se mencionó anteriormente que las muestras son tomadas en cabeza de pozo para observar mejor el comportamiento del inhibidor con el agua de producción y que otros parámetros o variables no interfieran en la prueba de compatibilidad.

Por lo tanto, no se tomaron muestras en las facilidades, y se decidió aplicar diferentes dosis, desde un blanco hasta 100 ppm (10-20-40-60-80-100).

- Inhibidor Dual

Figura 18.

Evidencia fotográfica para el hierro Inhibidor Dual



Nota. En la figura se observan las diferentes muestras tomadas en cada punto del proceso con el Inhibidor Dual.

- Inhibidor de Scale

Figura 19.

Evidencia fotográfica para el Inhibidor de Scale



Nota. En la figura se observan las diferentes muestras tomadas en cada punto del proceso con el Inhibidor de Scale.

Para el desarrollo de estas pruebas se tuvieron los siguientes parámetros se tuvo en cuenta: que primero se realizaron pruebas estáticas con los dos productos, con las botellas abiertas a la atmosfera permitiendo la liberación del CO₂, los análisis se realizaron sin filtración de la muestra

Al cabo de 24 horas se observa un depósito al fondo de la botella de color rojizo, probablemente compuestos de hierro originados por ingreso de oxígeno a la botella (oxidación) y ácidos propios del fluido. Esto será confirmado a través de otros análisis posteriores como la caracterización de sólidos mediante FRX.

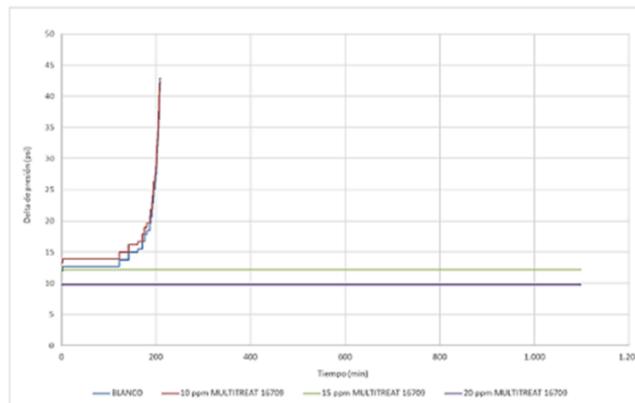
Se puede observar que ambos inhibidores son compatibles al no evidenciar sobrenadantes ni precipitaciones de color negro- marrón oscuro, además no se observa turbidez en el agua o color amarillo o verde.

2.4.1.b Prueba Dinámica:

- Inhibidor Dual

Figura 20.

Resultados DSL hierro Inhibidor Dual



Nota. En la figura se observan los resultados del DSL tomado con el Inhibidor Dual. Valores Tomados de G. Confidencial, "Archivo power point", DSL Clariant, Bogota, Colombia, 1, Diapositiva 4.

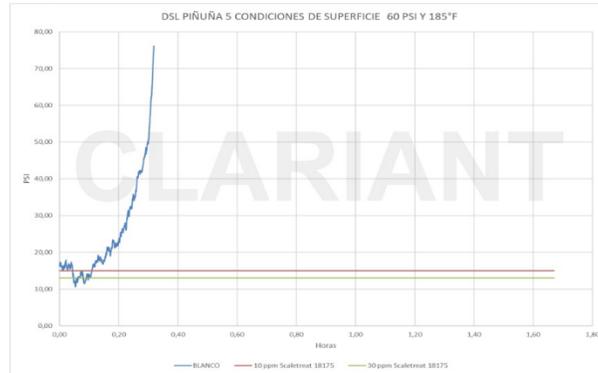
La prueba se realizó a 2.100 psi y 93°C (condiciones del pozo) a diferentes concentraciones del producto para evaluar la precipitación de carbonatos.

Se puede observar que la línea roja y azul la cual representa al blanco y a 10 ppm no es compatible el inhibidor ya que se presentan incrustaciones, esto se puede evidenciar ya que como se puede analizar, la línea inicia estable con diferencial de presión en 0, sin embargo a medida que pasa el tiempo (min) se observa un cambio de presión aumentando totalmente, esto se debe a que cuando se bloquea el tubo formando la incrustación en la zona en que se presenta dicha simulación es cuando se aumenta la presión al disminuir el área del capilar por la simulación de la incrustación. Sin embargo, a dosis de 15 y 20 ppm (línea verde y morada respectivamente) se puede evidenciar un diferencial de presión igual a cero, lo que significa que el inhibidor es compatible y eficiente al funcionar a una dosis optima.

- Inhibidor de Scale:

Figura 21.

Resultados prueba DSL Inhibidor de Scale



Nota. En la figura se observan los resultados del DSL tomado con el inhibidor de scale. Valores Tomados de G. Confidencial, "Archivo power point", DSL Clariant, Bogota, Colombia, 1, Diapositiva 4.

Se puede evidenciar en la gráfica anterior similar comportamiento al inhibidor dual, sin embargo, la línea azul es el blanco y la roja y verde respectivamente 10 y 30 ppm, esto concluye que estas dos dosis son óptimas y eficientes para el tratamiento.

La dosis mínima inhibitoria se establece para el inhibidor Dual y de Scale 10 ppm, debido a que es la concentración mínima a la que el diferencial de presión es cero. El criterio de dejar estas dosis fue debido a que con dosis inferiores no se alcanzaba un diferencial igual a cero y a dosis mayores se estaría sobresaturando el sistema de producto químico, ya que a las dosis que observamos en las gráficas el comportamiento es estable y son óptimas para eliminar la incrustación.

Desde inicio del mes de diciembre de 2019 se empieza la aplicación del producto Multitreat, inhibidor dual para tratamiento de scale y corrosión, aplicado en fondo vía anular al pozo Piñuña 1 y en superficie. Este producto fue en su momento seleccionado en base a pruebas de laboratorio bajo las técnicas DSL. Las imágenes anteriores muestran los resultados obtenidos.

Para el control de incrustaciones se establece una dosis mínima (MIC) de inhibidor Multitreat de 15 ppm, sin embargo, las ppm aplicadas a fondo de pozo de Multitreat en casi todos los casos se encuentran por encima de la dosis recomendada por la gerencia técnica de la compañía (75ppm) por ello se realiza ajuste en dosificaciones mínima de 90 ppm en todos los puntos de aplicación, adicional a esto, la aplicación se realizaba mediante vía anular, no obstante, este método de aplicación no cuenta con fluido de desplazamiento que garantice la aplicación en el punto deseado, el cual es desde fondo de pozo.

A partir del mes de agosto de 2021 se empieza la aplicación del producto Scaletreat, Inhibidor de Scale aplicado en fondo vía capilar a los pozos Piñuña y en superficie. Este producto fue seleccionado en base a pruebas de laboratorio bajo técnicas DSL. La figura 20 muestra los resultados obtenidos, para el control de incrustación se establece una dosis mínima (MIC) de inhibidor Scaletreat de 10 ppm, cumpliendo así con la dosis recomendada por la gerencia técnica de la compañía.

2.4.2. Método de funcionalidad

2.4.2.a Dureza total

○ *Inhibidor Dual*

Figura 22.

Perfil calidad de agua Quillacinga con Inhibidor Dual



Nota. En la figura se evidencia el perfil de calidad de agua de la estación Quillacinga con el Inhibidor Dual. Elaboración propi

Tabla 14.

Resultados Dureza Total Inhibidor Dual (ppm)

Muestra	1	Rep 1	2	Rep 2	3	Rep 3
Dosis	50 ppm	50 ppm	75 ppm	75 ppm	100 ppm	100 ppm
Salida Sep	8925	9110	7220	7310	6900	6980
TK 3000	8657	9050	7240	7290	6760	6870
Cargadero	9906	10030	7350	7350	6720	6820
Descargadero	7586	8110	6220	6250	7020	7110

Nota. Esta tabla muestra los resultados obtenidos para la prueba de dureza total, usando el Inhibidor Dual haciendo 3 ensayos cada uno con 1 repetición.

Para esta prueba se debe esperar 24 horas para observar los resultados, razón por la cual se adjunta la imagen después de transcurrido este tiempo para cada uno de los casos.

Figura 23.

24 horas después resultados muestra Inhibidor Dual



Nota: En la figura se evidencia el perfil de calidad de agua de la estación Quillacinga a las 24 horas de reposo con el Inhibidor Dual.

Luego de transcurridas las 24 horas se observan precipitados de color rojizo al fondo de cada una de las botellas, indicando así que cayeron los carbonatos de calcio y hierros, los cuales a su vez representan la cantidad de dureza, esto se confirma mediante otra lectura de durezas por medio de la cual se evidencia una disminución con respecto a la primera toma.

○ *Inhibidor Scale*

Figura 24.

Perfil calidad de agua Quillacinga con el Inhibidor de Scale



Nota: En la figura se evidencia el perfil de calidad de agua del Campo Quillacinga con el Inhibidor de Scale.

Tabla 15.

Resultados Dureza Total Inhibidor de Scale (ppm)

Muestra	1	Rep 1	2	Rep 2	3	Rep 3
Dosis	50 ppm	50 ppm	75 ppm	75 ppm	100 ppm	100 ppm
Salida Sep	5510	5720	5420	5410	4900	4830
TK 3000	5030	5160	5750	5530	4650	4830
Cargadero	4210	4180	5210	5020	4610	4650
Descargadero	4840	4980	5330	5110	5150	5300

Nota. Esta tabla muestra los resultados obtenidos para la prueba de dureza total, usando el Inhibidor de Scale haciendo 3 ensayos cada uno con 1 repetición.

Figura 25.

24 horas después resultados muestra Inhibidor de Scale



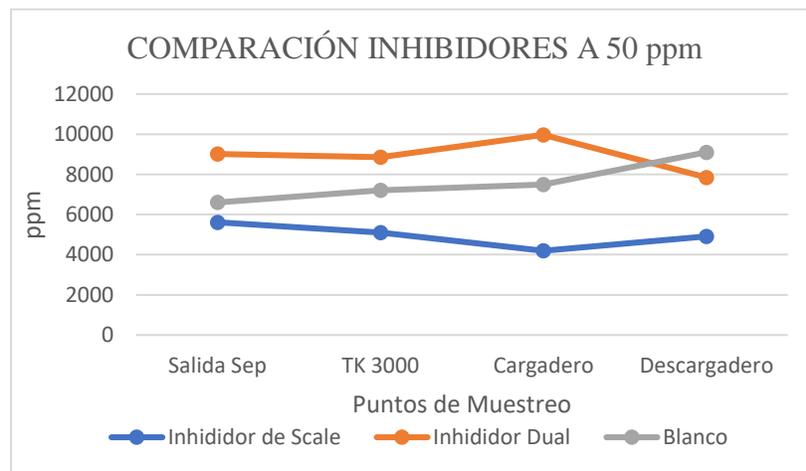
Nota. En la figura se evidencia el perfil de calidad de agua de la estación Quillacinga a las 24 horas de reposo con el Inhibidor de Scale.

Se observa menor cantidad de precipitados con el Inhibidor de Scale que con el Inhibidor Dual y en los resultados se evidencia menor caída pasadas las 24 horas, sin embargo, se sigue evidenciando caída de hierros y de carbonatos de calcio, pero en menor medida y de un color más oscuro, lo que representa menor oxidación, debido a que al oscurecerse se concluye una menor concentración de oxido en el sistema.

✓ *Graficas dureza total*

Figura 26.

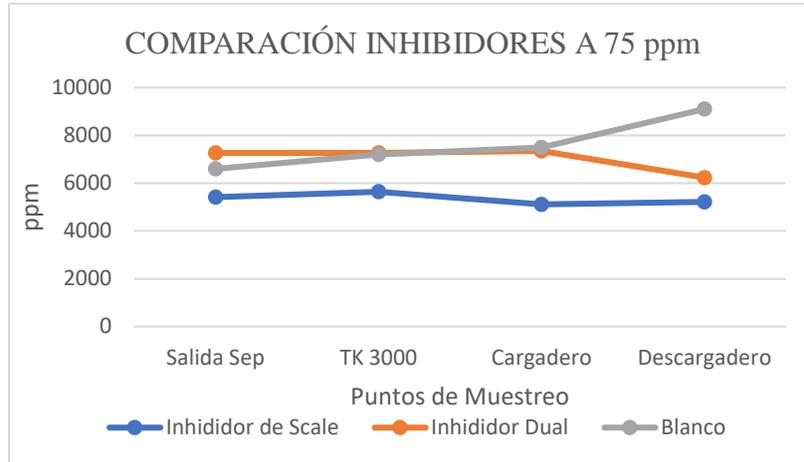
Gráfica comparación dureza total inhibidores a 50 ppm



Nota.. En la figura se evidencia el comportamiento de los inhibidores a una concentración de 50 ppm.

Figura 27.

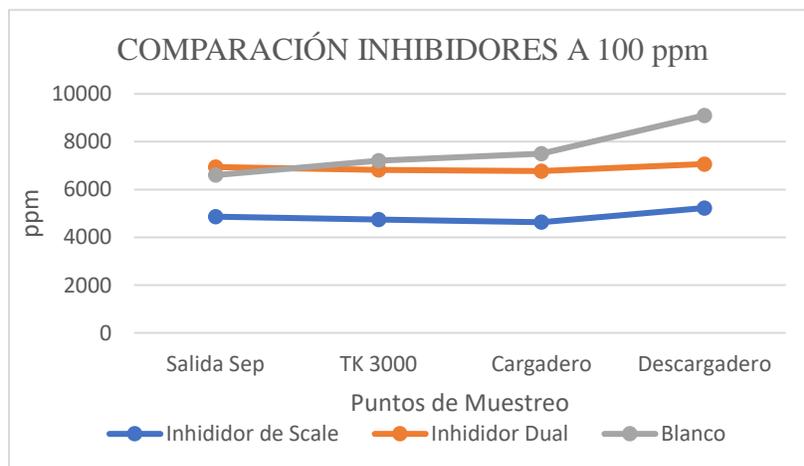
Gráfica comparación dureza total inhibidores a 75 ppm



Nota. En la figura se evidencia el comportamiento de los inhibidores a una concentración de 75 ppm.

Figura 28.

Gráfica comparación dureza total inhibidores a 100 ppm



Nota. En la figura se evidencia el comportamiento de los inhibidores a una concentración de 100 ppm.

En las gráficas anteriores se puede observar (línea azul: Inhibidor de Scale y línea naranja: inhibidor dual) que el Inhibidor de Scale presenta un comportamiento más estable e inferior que el dual esto quiere decir que el agua es más blanda, contiene menor cantidad de minerales y se mantiene con valores similares durante el proceso, lo cual es positivo ya que no se presenta caída de dureza, es decir cuando se observa que a medida que el agua va pasando por diferentes equipos, el agua debería mantenerse con la misma dureza que al inicio o mayor, si está es mayor significa que se han agregado nuevos minerales o componentes por diferentes circunstancias como material de las tuberías y equipos que se diluyen en el agua; mientras que si la dureza es menor, esto significa que los minerales se están precipitando en las tuberías y equipos, lo cual indica que el inhibidor no es eficiente porque no está funcionando debidamente al no mantener en dilución los minerales.

Al analizar las gráficas se puede evidenciar que el ingreso de oxígeno al sistema junto con un alto contenido de hierro en el agua de producción favorece la formación de sólidos tipo óxidos de hierro e incremento abrupto de la concentración de TSS (sólidos suspendidos totales), especialmente en los pozos inyectoros y el agua que se carga en carrotanques para Cohembi 6.

Una vez el agua de Quillacinga se carga en los diferentes carrotanques, estos se transportan hacia la PIA Cohembi 6 para su posterior reinyección en los pozos CHB 6, y 15. Durante el transporte, el cual dura más de 2 horas, los sólidos suspendidos y hierros oxidados se separan de la solución, seguidamente el agua se descarga en CHB 6, donde la concentración de hierro total se reduce a menos de 10 ppm debido a que en los carrotanques se realiza un drenaje para evacuar el material sólido donde se evidencia un alto contenido de hierros en ppm.

Una vez el agua depositada en los tanques de CHB6 continua el proceso de separación de sólidos, su acumulación en los fondos de los tanques de almacenamiento se incrementa con el correr del tiempo, con lo cual se genera una reducción en la capacidad operativa a los equipos, favoreciendo el proceso corrosivo bajo depósito, y exponiendo a los pozos inyectoros a recibir agua cargada con alto contenido de sólidos suspendidos y afectar el yacimiento. En esta etapa del proceso la concentración de hierro total se ha reducido a valores entre 6 y 7 ppm, al igual que la concentración TSS y turbidez del agua, lo anterior debido a su acumulación en los tanques de almacenamiento.

En las fotografías se observa cómo se lleva a cabo la separación del hierro oxidado, el cual a su vez sirve como punto de nucleación para la precipitación del carbonato de calcio [60]. Esto sucede en los carrotanques que transportan el agua de Quillacinga a Cohembi 6 y en los diferentes tanques de almacenamiento, específicamente en Cohembi 6.

En las gráficas se evidencian mejores resultados al tener una mejor estabilidad y menor caída de dureza total con la concentración de 75ppm haciendo uso del Inhibidor de Scale teniendo un diferencial de caída de dureza total de 90 ppm, desde la salida del separador al descargadero, mientras que, a 75 ppm con el inhibidor dual, la caída de durezas es de un valor de 1000 ppm, lo que representa más del doble que con el Inhibidor de Scale.

A mayores concentraciones es mayor la estabilidad y mejor el comportamiento de la dureza total, sin embargo, a 75 ppm además de ver una estabilidad en el proceso, podemos generar una optimización de costos a comparación de 100 ppm al consumir menor concentración de producto. La selección de estas concentraciones se basó en antecedentes de aplicación de otros productos en el Campo Quillacinga

2.4.2.b Dureza cálcica

- *Inhibidor Dual*

Tabla 16.

Resultados Dureza Cálcica Inhibidor Dual (ppm)

Muestra	1	Rep 1	2	Rep 2	3	Rep 3
Dosis	50 ppm	50 ppm	75 ppm	75 ppm	100 ppm	100 ppm
Salida Sep	5622	5690	6100	6180	6260	6310
TK 3000	5490	5530	5850	5890	6190	6280
Cargadero	7050	7010	5800	5830	6220	6270
Descargadero	5801	6020	6500	6800	6336	6410

Nota. Esta tabla muestra los resultados obtenidos para la prueba de dureza cálcica, usando el Inhibidor Dual haciendo 3 ensayos cada uno con 1 repetición.

○ *Inhibidor Scale*

Tabla 17.

Resultados Dureza Cálctica Inhibidor de Scale (ppm)

Muestra	1	Rep 1	2	Rep 2	3	Rep 3
Dosis	50 ppm	50 ppm	75 ppm	75 ppm	100 ppm	100 ppm
Salida Sep	5110	5070	3870	3850	4590	4510
TK 3000	4060	4230	3780	3910	4620	4680
Cargadero	3620	3580	3220	3560	4300	4450
Descargadero	3170	3220	3840	3750	4360	4400

Nota. Esta tabla muestra los resultados obtenidos para la prueba de dureza cálcica, usando el Inhibidor de Scale haciendo 3 ensayos cada uno con 1 repetición.

Figura 29.

Imagen referencia titulación para dureza cálcica y dureza total

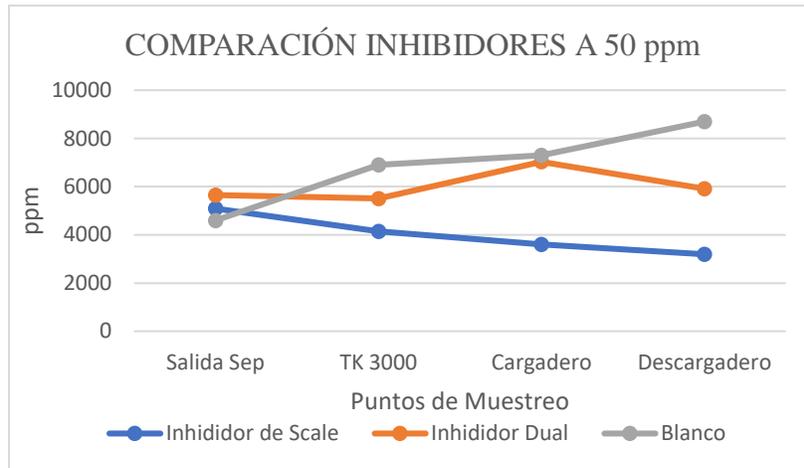


Nota. Esta figura se toma de referencia para identificar el color al que debe cambiar la muestra después de titularla, dureza total (muestra azul) y cálcica (muestra gris).

✓ *Graficas dureza cálcica*

Figura 30.

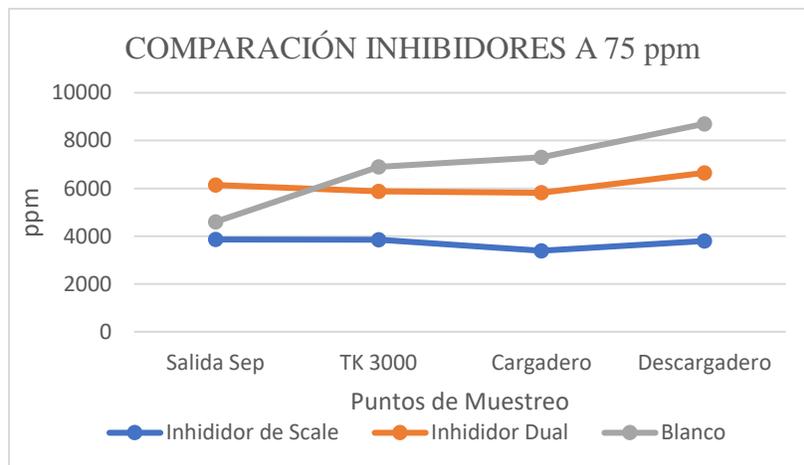
Gráfica comparación dureza cálcica inhibidores a 50 ppm



Nota. En la figura se evidencia el comportamiento de los inhibidores a una concentración de 50 ppm.

Figura 31.

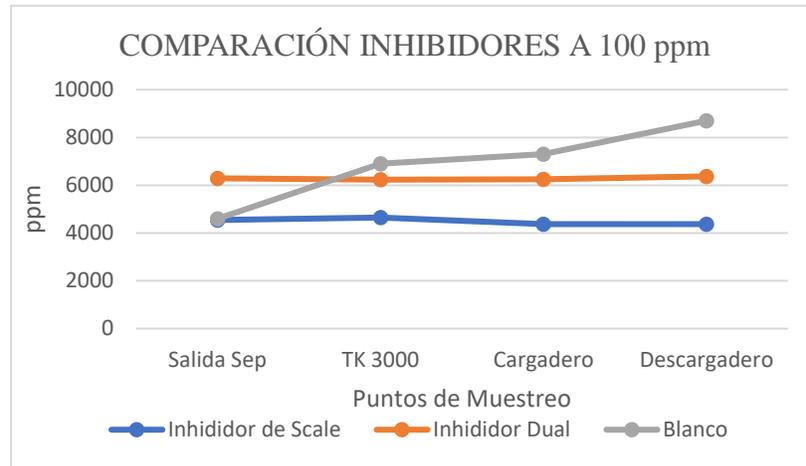
Gráfica comparación dureza cálcica inhibidores a 75 ppm



Nota. En la figura se evidencia el comportamiento de los inhibidores a una concentración de 75 ppm.

Figura 32.

Gráfica comparación dureza cálcica inhibidores a 100 ppm



Nota. En la figura se evidencia el comportamiento de los inhibidores a una concentración de 100 ppm.

Con el análisis de estas graficas se puede determinar que al usar el Inhibidor Dual se presentan picos en 50 ppm y 75 ppm en el punto de monitoreo del cargadero, indicando un cambio de calidad de agua, lo cual puede deberse a dos razones, la primera debido a un cambio de temperatura o la segunda a un cambio de presión que presenta el sistema, deduciendo de esta manera una menor efectividad en cuanto a disminución de ppm por parte del Inhibidor Dual, por otro lado se puede determinar que la dureza cálcica se mantiene con el Inhibidor de Scale con valores mucho más inferiores y estables que con el Inhibidor Dual, lo cual significa que es un tratamiento eficiente. La concentración recomendada es de 75 ppm, considerando una optimización de costos y una buena eficiencia en el Inhibidor de Scale.

2.4.2.c Hierros. Actualmente para el tratamiento de hierros se usa un secuestrante de hierro o quelante de hierro, el cual tiene la función de capturar a los iones metálicos, formando complejos que tienen la propiedad de mantenerse solubles e inoos, lo cual es de gran importancia en algunos procesos industriales, evitando efectos indeseados en los procesos de producción o en el producto final. La quelación sucede cuando el agente secuestrante se une al metal formando un

compuesto coordinado o quelato, evitando la precipitación de los metales en las soluciones acuosas y evitando también reacciones oxidativas. [61]

Durante el proceso se realizó una evaluación del comportamiento del hierro con los dos inhibidores teniendo en cuenta los antecedentes del campo donde se tiene una dosis definida de secuestrante de hierro de 250 ppm.

Figura 33.

Resultados prueba de secuestrante de hierro. Scavetreat 15225, 30 minutos



Nota. En la figura se evidencian los resultados obtenidos de la prueba de secuestrante de hierro para el agua a los 30 minutos.

Figura 34.

Resultados prueba de secuestrante de hierro. Scavetreat 15225, 20 Horas.



Nota. En la figura se evidencian los resultados obtenidos de la prueba de secuestrante de hierro para el agua a las 20 horas.

En las figuras se tomaron diferentes dosis del secuestrante de hierro (100 -200 -300 ppm y blanco) a la derecha se puede evidenciar el comportamiento del hierro soluble el cual no genera turbidez ni precipitación de sólidos o sobrenadantes, esto es debido a que al ser soluble se mantiene en solución y no precipita. Se puede evidenciar en las figuras... que al cabo del paso del tiempo los hierros en las demás muestras de agua con diferentes dosis de secuestrante van precipitando, formándose sólidos al fondo de las botellas de color rojizo, en el blanco es donde mayormente se observa este fenómeno, entre 200 y 300 ppms se observa un comportamiento similar al del hierro soluble, es por esta razón que se escoge una dosis de 250 ppm para la selección del secuestrante de hierros.

Es importante destacar que una vez el hierro es secuestrado sigue diluido en agua y no se forma precipitación según antecedentes del Campo Quillacinga, sin embargo, es importante tomar dosis altas para así no perder la secuestrabilidad después de un determinado periodo de tiempo.

A continuación, se resumen los resultados observados del comportamiento del hierro con ambos inhibidores

Tabla 18.

Inhibidor Dual a 200 ppm de Quelante

Muestra	1	Rep 1	2	Rep 2	3	Rep 3
Dosis de Inhibidor	50 ppm	50 ppm	75 ppm	75 ppm	100 ppm	100 ppm
Salida Sep	15,2	15,2	14,3	14,3	14,5	14,5
TK 3000	16,1	16,1	15,2	15,2	15,5	15,5
Cargadero	13,8	13,8	14,1	14,1	14,7	14,7
Descargadero	9,7	9,7	9,9	9,9	10,5	10,5

Nota. Esta tabla muestra los resultados obtenidos para la prueba de hierros, usando el inhibidor de dual haciendo 3 ensayos cada uno con 1 repetición.

Tabla 19.

Inhibidor de Scale a 200 ppm de Quelante

Muestra	1	Rep 1	2	Rep 2	3	Rep 3
Dosis de inhibidor	50 ppm	50 ppm	75 ppm	75 ppm	100 ppm	100 ppm
Salida Sep	10,7	10,7	11,7	11,7	8,3	8,3
TK 3000	8,1	8,1	7,9	7,9	11,4	11,4
Cargadero	11,3	11,3	12,5	12,5	12	12
Descargadero	14,8	14,8	12,9	12,9	12,8	12,8

Nota. Esta tabla muestra los resultados obtenidos para la prueba de hierros, usando el Inhibidor de Scale haciendo 3 ensayos cada uno con 1 repetición.

Figura 35.

Muestra con ferrover para análisis en espectrofotómetro

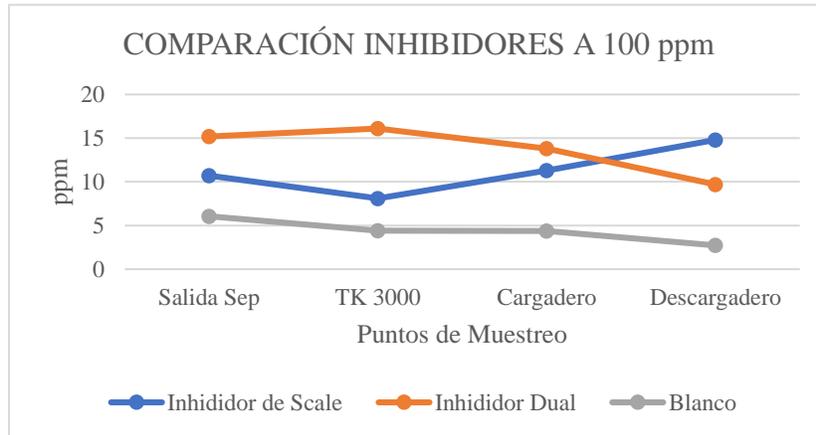


Nota. En la figura se observa el color que se genera al disolver la muestra con el ferrover para el análisis de hierros en el espectrofotómetro.

✓ **Graficas hierros**

Figura 36.

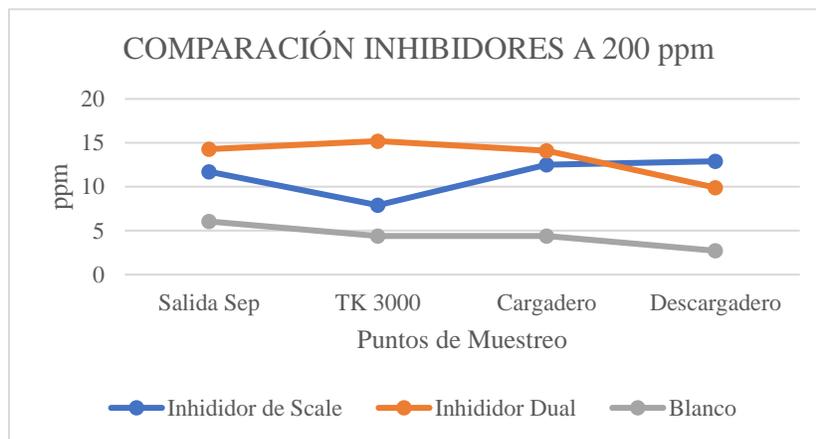
Gráfica comparación análisis de hierros inhibidores a 100ppm



Nota. En la figura se evidencia el comportamiento de los inhibidores a una concentración de 100 ppm.

Figura 37.

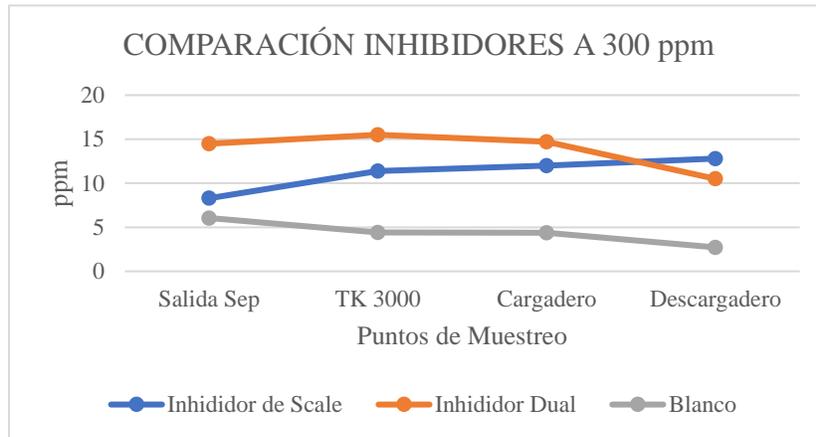
Gráfica comparación análisis de hierros inhibidores a 200 ppm



Nota. En la figura se evidencia el comportamiento de los inhibidores a una concentración de 200 ppm.

Figura 38.

Gráfica comparación análisis de hierros inhibidores a 300 ppm



Nota. En la figura se evidencia el comportamiento de los inhibidores a una concentración de 300 ppm.

Según las figuras 37 y 38 se puede observar de igual forma que el Inhibidor de Scale (línea azul) presenta un mejor comportamiento que el Inhibidor Dual (línea naranja) debido a que no se observa caída de hierros lo que significa que este se mantiene soluble y es efectivo el secuestrante de hierros. “Los agentes secuestrantes son compuestos químicos que tienen la propiedad de poder asociarse a los iones de los metales formando complejos estables, también se les llama agentes quelantes. La quelación sucede cuando el agente secuestrante se une al metal formando un compuesto coordinado o quelato, evitando la precipitación de los metales en las soluciones acuosas y evitando también reacciones oxidativas” [62]

La concentración de hierro total para la planta Quillacinga se mantiene en promedio 15 ppm. Simplemente cambia el estado de oxidación del hierro pasando de hierro soluble +2 a hierro férrico +3, siendo este último insoluble causando incremento de la concentración de TSS o turbidez del agua haciéndola ver con un aspecto naranja. Este fenómeno se lleva a cabo en las bombas booster debido a la turbulencia que se genera en el impeler de la bomba y el ingreso de oxígeno al no contar con sellos mecánicos, estos son un dispositivo que permiten unir sistemas o mecanismos, evitando la fuga de fluidos, conteniendo la presión, o no permitiendo el ingreso de contaminación. La eficacia del sellado reside principalmente en la adhesividad en el caso de sellantes, y de la

compresión en el caso de los casquillos, al no contar con un sellado 100% completo se favorece el proceso de oxidación, esto también puede suceder en la bomba del cargadero.

En cuanto al análisis del comportamiento de los hierros con los dos inhibidores se puede notar una caída en la concentración de hierro, con el Inhibidor Dual desde el inicio del proceso (salida del separador) hasta el último punto de monitoreo (Descargadero), la cual es producto de la oxidación del hierro la cual incrementa el contenido de sólidos suspendidos, que tienden a precipitar especialmente en los carrotanques. El proceso de oxidación del hierro se da prácticamente durante el cargue del agua en los carrotanques, volviendo el agua color amarillo.

Se puede observar que con el Inhibidor de Scale al inicio del proceso los hierros no son tan altos, sin embargo, a medida que avanzamos en los diferentes puntos de monitoreo van aumentando los hierros, adicional a ello no se observa una caída de estos valores, por lo tanto, según los antecedentes del campo se tiene que la dosis óptima de secuestrante de hierro oscila entre los 200 y 300 ppm de producto. Dichas concentraciones mantienen la concentración de hierro constante a lo largo del tiempo, evitando la oxidación del agua, precipitación del hierro e incremento de la turbidez.

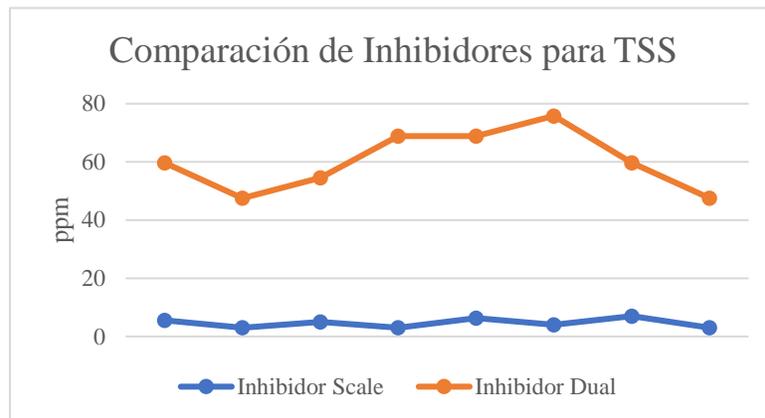
Para bajas concentraciones de secuestrante, específicamente 100 ppm, se alcanza a incrementar la turbidez por oxidación parcial del hierro, lo cual se corrobora por una caída de este al cabo de 20 horas cercana al 40%. En las figuras 32 y 33 se puede observar que para concentraciones de 200 y 300 ppm de secuestrante de hierro y al cabo de 20 horas no se genera sólidos depositados en el fondo de las botellas, lo que nos indica que los minerales se mantienen solubles en el agua formando complejos químicos por efecto del quelante.

Es importante anotar, que las dosis de secuestrante son elevadas debido a que el agente quelante no tiene preferencia solamente por el hierro soluble, sino que el atrapa y forma complejos con los otros minerales presentes en el agua, es decir, calcio, magnesio, hierro, etc. Por tal motivo, se utilizan este tipo de concentraciones. Sin embargo, es importante resaltar que esto contribuirá a mitigar la precipitación de otras sales a lo largo de todo el sistema de tratamiento.

2.4.2.d Seguimiento TSS

Figura 39.

Comparación de Inhibidores para TSS



Nota. En la figura se evidencia la comparación de los inhibidores a una concentración con respecto a los sólidos totales suspendidos.

Se observa una disminución del 93,7% de sólidos suspendidos totales con el Inhibidor de Scale, lo cual demuestra una mejor eficiencia del Inhibidor de Scale que el Inhibidor Dual.

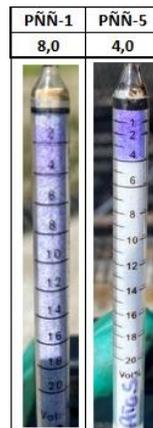
2.4.3. Monitoreo

2.4.3.a Análisis de gases

- CO₂

Figura 40.

Resultados muestras de pozos tubos Draguer



Nota. En la figura se evidencia la comparación de los tubos draguer en cada uno de los pozos.

Se evidencia presencia moderada de CO₂ en el sistema de Quillacinga, específicamente en pozos Piñañas lo que genera criticidad en fondo y superficie en estos pozos. En cuanto al efecto de la presión de gases según los criterios de evaluación según la norma *NACE MR 0176-06* establece que las características de un gas son un factor importante para determinar la corrosividad mediante la siguiente tabla:

Tabla 20.

Tabla definición de corrosividad

Presión parcial CO ₂ (PSI)	Corrosividad
<7	No
7-30	Moderada
>30	Si

Nota. Esta tabla muestra la corrosividad de acuerdo con los valores obtenidos de presión parcial. Tomado de J. Perez, M. Cabarcas, L. Velilla, I. Uribe y C. Vasquez, "Desarrollo e implementación de una metodología para la evaluación de integridad en pozos con calentamiento eléctrico", Revistas Unal, vol. 75, n.º 154, 2008, art. n.º 1. Accedido el 19 de abril de 2022. [En línea]. Disponible: http://www.scielo.unal.edu.co/scielo.php?pid=S0012-73532008000100011&script=sci_arttext

Teniendo la siguiente ecuación [63]

Ecuación 4. Ecuación de presión parcial para el CO₂

$$P_p (CO_2) = \frac{PT * \%CO_2}{100}$$

Donde:

P_p (CO₂) = Presión parcial del dióxido de carbono

PT = Presión total del sistema

% CO₂ = Fracción molar del CO₂

Tabla 21.

Caracterización de CO₂ en pozo

Pozo	CO₂ (%vol) GAS	PP CO₂ Superficie	Presión a fondo	PP CO₂ a fondo
Piñuña-5	33	46,2	1094	361,0
Piñuña-1	76	133,0	1802	1369,5

Nota. En esta tabla se evidencia las características de los pozos en cuanto al % CO₂. Valores Tomados de G. Confidencial, "Archivo excel", Consolidado fisicoquímicos, Bogota, Colombia, 1, Hoja 10.

Con el análisis de estos resultados se evidencia que la composición del gas en su mayoría es CO₂ especialmente en PÑÑ 1, lo cual indica que el agua es menos incrustante ya que se mantiene en equilibrio por el CO₂ disuelto; como se menciona anteriormente es importante que el CO₂ permanezca en dilución con el agua debido a que este reacciona en solución con el agua para formar ácido carbónico (HCO₃) el cual reduce el pH y favorece la solubilidad del carbonato de calcio. Al no tener ingreso de oxígeno ni tener facilidades abiertas a la atmósfera, en cabeza de pozo, el CO₂ se mantiene en equilibrio con el agua. [64]

Por otro lado, en PÑÑ 5 se observa una baja composición y presión parcial de CO₂, según la Ley de Henry y de la solubilidad de los gases explica por qué el CO₂ busca estar en equilibrio con la atmósfera. “En temperatura constante, la cantidad de gas que se disuelve de un tipo y volumen específico de un líquido es directamente proporcional a la presión parcial de ese gas en equilibrio con ese líquido” [65]

Otra forma de interpretar la ley es que la solubilidad de un gas en un líquido es directamente proporcional a la presión parcial del gas sobre el líquido, lo cual indica que a medida que disminuye la presión, el CO₂ deja la fase acuosa provocando el aumento del pH, que conduce a la formación de incrustaciones calcáreas.

Según la matriz de peso realizada con base en la matriz de expertos, se puede confirmar que un factor importante para la generación de incrustaciones es la liberación del CO₂, esto lo podemos confirmar en el análisis de gases debido a que se puede observar que la presión a fondo de pozo es mucho mayor (361 psi y 1370 psi respectivamente para los pozos PÑÑ 5 y PÑÑ 1) que la presión en superficie (46 psi y 133 psi de igual forma para los pozos PÑÑ 5 y PÑÑ 1). Por lo tanto, podemos analizar que la liberación del CO₂ se da en superficie por los tanques abiertos a la atmosfera lo que genera el ingreso del oxígeno y disminución de CO₂ lo que conlleva al incremento del pH y generación de precipitaciones.

2.4.3.b Residuales

- Inhibidor Dual

Dosis de aplicación en pozos inyectoros y salida del separador

PÑÑ 1: 90 ppm

PÑÑ 5: 90 ppm

Salida separador: -

Promedio de dosificación: 90 ppm

Residuales: TARGET > 10 ppm

Tabla 22.

Residuales Inhibor Dual

Punto de monitoreo	Residual (ppm)
Salida QLL	20
Curiqinga	17
CHB 15i	22,3
CHB 6i	24
CHB 9i	23

Nota. En esta tabla se evidencia el valor de los residuales en ppm para cada uno de los puntos de monitoreo, con el Inhibidor Dual. Valores Tomados de G. Confidencial, "Archivo excel", Consolidado fisicoquímicos, Bogota, Colombia, 1, Hoja 8.

- Inhibidor de scale

Dosis de aplicación en pozos inyectoros y salida del separador

PÑÑ 1: 80 ppm

PÑÑ 5: 60 ppm

Salida separador: 75 ppm

Promedio de dosificación: 73 ppm

Residuales: TARGET > 10 ppm

Tabla 23.

Residuales Inhibidor de Scale

Punto de monitoreo	Residual (ppm)
Salida QLL	26
Curiqinga	45
CHB 15i	30
CHB 6i	16
CHB 9i	21

Nota. En esta tabla se evidencia el valor de los residuales en ppm para cada uno de los puntos de monitoreo, con el Inhibidor de Scale. Valores Tomados de G. Confidencial, "Archivo excel", Consolidado fisicoquímicos, Bogota, Colombia, 1, Hoja 8.

Se puede analizar en los pozos inyectoros (CHB 15i, CHB 6i, CHB 9i, Curiqinga) que se cumplen los residuales al tener una lectura mayor de 10 ppm en los pozos inyectoros, donde se puede observar que queda el restante del producto, lo cual debe ser mínimo de 10 ppm de concentración para demostrar que el tratamiento si funciona y está a una dosis adecuada de aplicación.

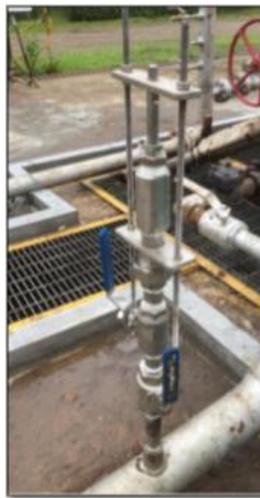
El target de 10 ppm se establece con el DSL, puesto que esta prueba arroja el resultado de la concentración mínima inhibitoria, por lo tanto, es el mínimo que debe quedar del producto activo después de inyectar el tratamiento.

Para el Inhibidor de Scale se incluyó un punto de dosificación a la salida del separador para reforzar la aplicación usando dosis de 75 ppm, mientras que con el Inhibidor Dual eran de 90 ppm en promedio.

2.4.3.c Cupón de incrustaciones. Este cupón de incrustación es depositado en el punto de monitoreo el cual está ubicado a la entrada al separador, a continuación, se evidencia en registro fotográfico cada uno de los inhibidores.

Figura 41.

Porta cupones



Nota. En la figura se evidencia el porta-cupones ubicado en la tubería.

- Inhibidor Dual

Figura 42.

Cupón de incrustación limpio Inhibidor Dual



Nota. En la figura se evidencia el cupón que va a ser insertado a la línea en el porta-cupón, este está limpio.

Figura 43.

Cupón de incrustación retirado Inhibidor Dual



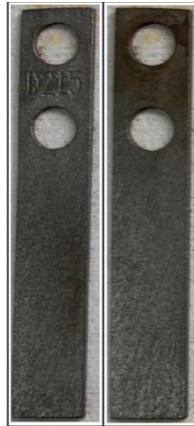
Nota. En la figura se evidencia el cupón que fue retirado de la línea.

No se evidencian depósitos en los puntos monitoreados, los equipos de levantamiento (ESP) no han presentado depósitos incrustantes con la aplicación del Inhibidor Dual.

- Inhibidor de Scale

Figura 44.

Cupón de incrustación limpio Inhibidor de Scale



Nota. En la figura se evidencia el cupón que va a ser insertado a la línea en el porta-cupón, este está limpio.

Figura 45.

Cupón de incrustación retirado Inhibidor de Scale



Nota. En la figura se evidencia el cupón que fue retirado de la línea.

Así mismo con el Inhibidor de Scale no se evidencia presencia de depósitos en los cupones, antes del separador no se observan precipitaciones o incrustaciones, para asegurar el funcionamiento del inhibidor en las facilidades abiertas a la atmosfera, se debe tener un punto de refuerzo en la salida del separador, donde si se evidencia presencia de incrustaciones.

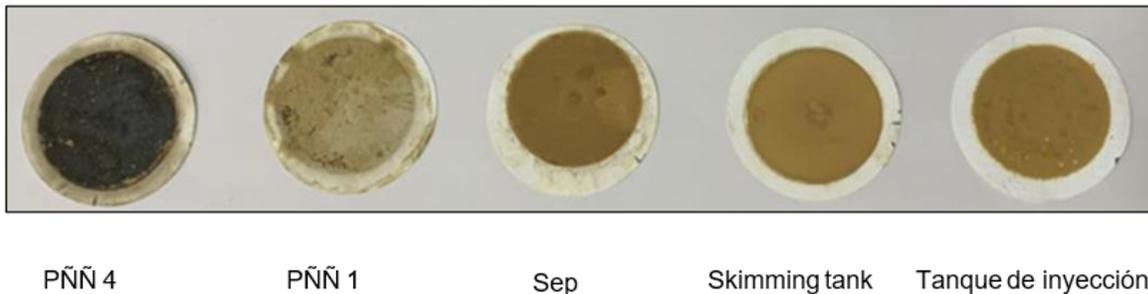
2.4.4. Caracterización de sólidos Encontrados en las facilidades

- Inhibidor Dual

Se han encontrado distintos depósitos en las facilidades del proceso, a continuación, se mostrarán los sólidos recolectados en diferentes etapas del proceso como lo son, la cabeza de pozo, separador, skimming tank y finalmente el tanque de inyección:

Figura 46.

Muestra de sólidos recolectados en filtros



Nota. En la figura se evidencian los sólidos recolectados en los diferentes pozos y equipos.

A las muestras se les realizo un proceso de lavado orgánico e inorgánico y un secado para poder conocer el valor del peso inicial y final y con esto saber si la muestra se compone de carbonato de calcio para poder empezar a identificar posibles soluciones a este problema.

Tabla 24.

Caracterización de sólidos

Muestra	Volumen muestra	Peso inicial del filtro	Peso final del filtro	Peso de sólidos (g)	Peso de sólidos (mg)	TSS (ppm)
PÑÑ 4	0,14	0,0871	0,1214	0,0343	34,3	245
PÑÑ 1	0,145	0,087	0,157	0,07	70	482,8
Separador	0,14	0,0865	0,1048	0,0183	18,3	130,7
Skimming tank	0,14	0,0867	0,138	0,0513	51,3	366,4
Tanque de inyección de agua	0,14	0,0866	0,1042	0,0176	17,6	125,7

Nota. En esta tabla se evidencia la caracterización física de los sólidos encontrados en el Campo Quillacinga.

Se puede evidenciar que los sólidos encontrados con la aplicación del inhibidor dual son en su mayoría (92%) inorgánicos, más específicamente al carbonato de calcio presente en un 39%.

Tabla 25.

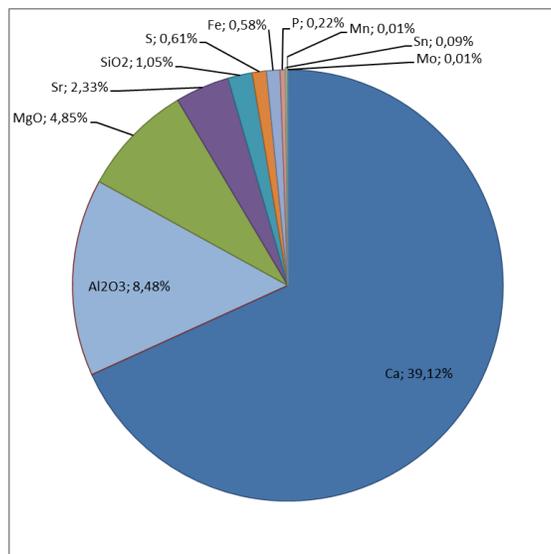
Composición orgánica e inorgánica del sólido recolectado Inhibidor Dual

Composición	%
Orgánicos	7,60%
Inorgánicos	92,40%
Ca	39,12%
Al ₂ O ₃	8,48%
MgO	4,85%
Sr	2,33%
SiO ₂	1,05%
S	0,61%
Fe	0,58%
P	0,22%
Sn	0,09%
Mn	0,01%
Mo	0,01%
Minerales identificados	57,4%
Otros	35,00%
Total	100,00%

Nota. En esta tabla se evidencia el % de la composición del sólido recolectado.

Figura 47.

Composición orgánica e inorgánica del solido recolectado



Nota. En esta figura se evidencia un gráfico de torta con respecto a la composición obtenida del solido recolectado.

Se puede observar la composición elemental encontrada en la muestra de solidos con el FRX, cabe destacar que está lectura señala todos los elementos que existen en el sólido en porcentaje, mas no los compuestos químicos, por lo tanto, el análisis realizado es confirmado por los supervisores de tratamiento químico de GTE, donde se observa que la mayor composición pertenece al Calcio, de esta manera se concluyó que el compuesto es carbonato de calcio al observar la muestra efervescer. Los demás elementos se derivan de minerales, arenas, y más componentes presentes en el agua. con HCl.

Figura 48.

Muestra de sólidos recolectados con HCl Inhibidor Dual



PÑÑ 1



Depósitos en las líneas de Quillacinga



Depósitos en los tanques de CHB-6

Nota. En esta figura se evidencia los sólidos recolectados con HCl.

Tabla 26.

Resultados evaluación cualitativa

Descripción	Piñaña 1	Quillacinga	TK'S CH6
Sulfuros (olor fuerte)	2	2	2
Carbonatos (efervescencia)	3	3	3
Fe (coloración amarilla)	1	1	1

Nota. En esta tabla se dan a conocer los resultados de la evaluación cualitativa de los pozos con respecto a los compuestos que pueda presentar, teniendo el supuesto de que 1 es bajo, 2 es moderado y 3 es alto.

En la anterior tabla se realizó la evaluación 3 componentes, fueron evaluados al agregar HCl, en la muestra del solido que más se viera representado este obtendría un valor de 3, siendo así el más representado el Carbonato de Calcio.

Dentro de los resultados obtenidos se pudo observar que:

1. La muestra de sólidos obtenida tiene una composición de 7.6% de contenido orgánico y 92.4% de contenido inorgánico.
2. La muestra no tiene componentes ferromagnéticos ni óxidos de hierro.
3. De acuerdo con la caracterización de sólidos realizada con el XRF el 39% de los compuestos inorgánicos corresponde a carbonatos.
4. La cantidad de hierro no excede el 1%.

2.4.5. Caracterización de sólidos Encontrados en la línea de recirculación de PÑÑ 5

- Inhibidor de Scale

En el lapso en el que se evaluó el tratamiento de Inhibidor de Scale se encontraron sólidos en la recirculación de PÑÑ5, sin embargo, en las facilidades no se presentó ningún tipo de sólidos desde el inicio de la aplicación del producto, a continuación, se mostrarán los sólidos recolectados en la línea de recirculación de PÑÑ 5:

A la muestra se les realizó un proceso de lavado orgánico e inorgánico y un secado para poder conocer el valor del peso inicial y final y con esto saber si la muestra se compone de carbonato de calcio para poder empezar a identificar posibles soluciones a este problema.

Figura 49.

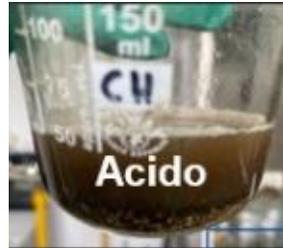
Muestra inicial sólido recolectado



Nota. En esta imagen se evidencia la muestra inicial de sólido recolectado en la línea de recirculación del pozo PÑÑ 5.

Figura 50.

Muestra de sólidos recolectados con HCl Inhibidor de Scale



Nota. En esta imagen se evidencia la muestra de solido recolectados con Hcl la línea de recirculación del pozo PÑÑ 5.

Figura 51.

Muestra de sólidos ferromagnéticos



Nota. En esta imagen se evidencia la muestra de sólidos ferromagnéticos encontrados en la línea de recirculación del pozo PÑÑ 5.

Adicional a la caracterización normal de sólidos se lavó la muestra y se le realizo un análisis de residuales para comprobar que la muestra era una pseudoincrustación (pseudoscale), la cual es producto de la reacción entre productos químicos con especies naturalmente presentes en el agua (por ejemplo, fosfonatos con calcio) [66] Por lo general se determinan con el valor del residual donde se encontró que este es de 90 ppm, que equivale a un 10% de la composición del sólido.

Figura 52.

Residual de IS después del lavado de la muestra



Nota. En esta imagen se evidencia el residual de IS después del lavado de la muestra.

Tabla 27.

Composición orgánica e inorgánica del solido recolectado Inhibidor de Scale

Composición	%
Orgánicos	40,00%
Inorgánicos	40,00%
Fe	10,84%
P	7,64%
K	6,70%
Al ₂ O ₃	4,85%
Ca	3,94%
SiO ₂	2,80%
MgO	1,68%
S	1,03%
Sr	0,30%
Sn	0,10%
Minerales identificados	40%
Ferromagnéticos	10,0%
Residual producto químico (Dilución agua)	10,00%
Total	100,00%

Nota. En esta tabla se evidencia el % de la composición del sólido recolectado.

En la anterior tabla se pueden observar los sólidos encontrados con la aplicación del Inhibidor de Scale según la lectura del FRX, la composición es distinta debido a que se da en diferentes partes del proceso, este solido se encontró en la línea de recirculación de PÑÑ 5, por lo tanto, aún no se presencia el ingreso del oxígeno o la liberación del CO₂, componentes claves para formación de incrustaciones de Carbonato de Calcio y Hierros. Adicionalmente, se puede evidenciar en la

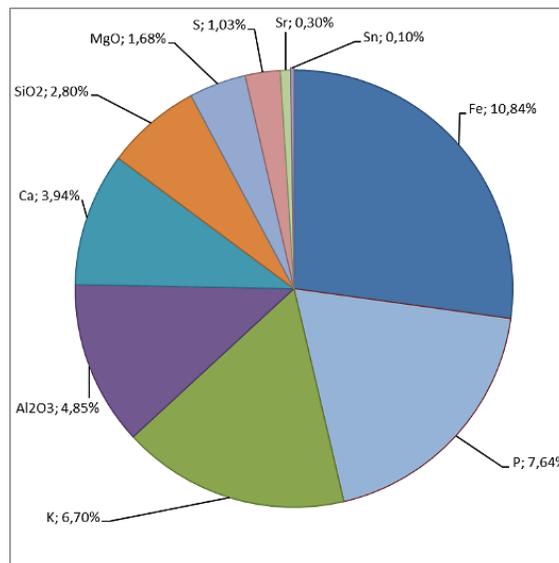
caracterización de sólidos resultados de sólidos tipo inorgánicos, impregnados de crudo (orgánicos).

Dentro de la evaluación del FRX de los elementos principales se pueden observar Hierro, Calcio, minerales como potasio y fósforo y arenas como alúmina, Silicio, entre otros.

El ajuste de dosis del inhibidor se realizó mediante el análisis de durezas, en el cual se obtuvieron buenos resultados con 75 ppm, allí no se evidenció caída de durezas o hierros.

Figura 53.

Composición orgánica e inorgánica del sólido recolectado por FRX Inhibidor de Scale



Nota. En esta figura se evidencia un gráfico de torta con respecto a la composición obtenida del sólido recolectado.

Se evidencian diferenciales de presión en los dos manómetros instalados en la línea de recirculación de fluido (0 psi Vs 70psi).

Se realizó proceso de desconexión y desarme del tramo, donde se evidenció obstrucción asociada a acumulación de sólidos tipo inorgánicos (Carbonatos + arenas), impregnados de crudo.

Se realizó una limpieza del tramo y se cambió de facilidad de recirculación a otro brazo de producción para garantizar inyección de Inhibidor de incrustaciones a fondo y así tener una mayor

eficiencia del producto y no generar sólidos adheridos a las facilidades como residual químico o pseudoscale.

Además, se puede observar evidencia visual en el descargadero de agua en CHB-6, donde se presentan las siguientes imágenes

Figura 54.

Descargadero de agua de Quillacinga en CHB6 con Inhibidor Dual



Nota. En esta figura se observa el descargadero de agua de Quillacinga en CHB6, cuando se hacía uso del Inhibidor Dual.

Figura 55.

Descargadero de agua Quillacinga en CHB6 con Inhibidor de Scale



Nota. En esta figura se observa el descargadero de agua de Quillacinga en CHB6, cuando se hacía uso del Inhibidor de Scale.

Se pudo observar una gran diferencia en cuanto a los beneficios de los inhibidores, para el de Inhibidor Dual pozos en línea PÑÑ1 y PÑÑ4, se requería ayuda mecánica (varilla) para destapar la válvula de salida del carrotanque y se evidencian lodos en el fondo de los carrotanques.

Para el Inhibidor de Scale se tienen en línea los pozos PÑÑ 1 y PÑÑ 5, no se requiere de ayuda mecánica (varilla), se observan cambios en el aspecto del agua, y la estrategia de tratamiento para notar estos cambios fue aplicar un nuevo inhibidor (Inhibidor de Scale), ajuste de dosis del inhibidor de incrustación a 75 ppm y ajuste de dosis del quelante de hierro a 250 ppm.

Se ha evidenciado que con el Inhibidor Dual se recolectaban 5 carretillas de sólidos por día para disposición final de los mismos y con el Inhibidor de Scale se recolecta media carretilla por día; lo cual significa que el tratamiento con el segundo Inhibidor es mucho más eficiente que con el primero.

3. DISEÑO CONCEPTUAL

El diseño de procesos abarca una gama amplia de fases necesarias para su desarrollo, a continuación, se desarrolla el diseño conceptual básico para el proceso de tratamiento de agua de producción del Campo Quillacinga, teniendo como base el método seleccionado en el capítulo anterior. El diseño abarcará el diagrama filosofal de operación antiguo y actual, diagrama de bloques del proceso, tiempo de residencia del agua, así como el balance de materia global y de cada una de las operaciones y finalmente el PFD con los equipos dispuestos a usar y los inhabilitados.

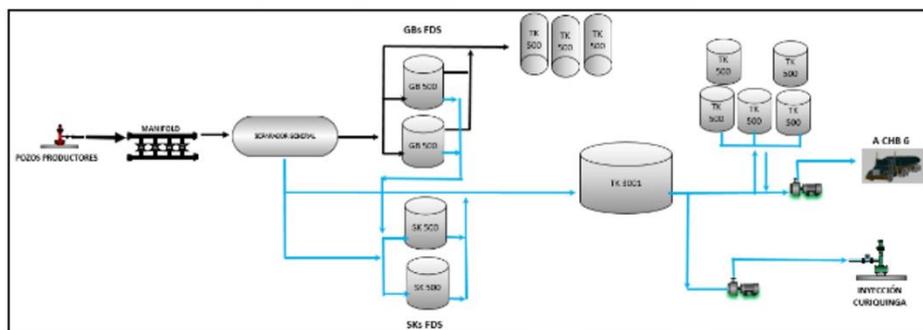
3.1 Diagrama de operación

El Pozo de Producción cuenta con una estructura básica de trabajo, la cual fue renovada hace poco tiempo, para ello se presenta una breve descripción del proceso anterior y el actual:

- Diagrama filosofal operacional anterior

Figura 56.

Diagrama operacional anterior



Nota. En esta figura se observa el diagrama operacional anterior.

Los fluidos de producción de los pozos Piñuña se mezclan en el trayecto hacia a la estación Quillacinga en donde inicia el proceso de separación del crudo, agua y gas. La temperatura de los fluidos de producción desciende un poco pasando desde 190- 200 °F en cabeza hasta 170-180 °F a nivel de Batería.

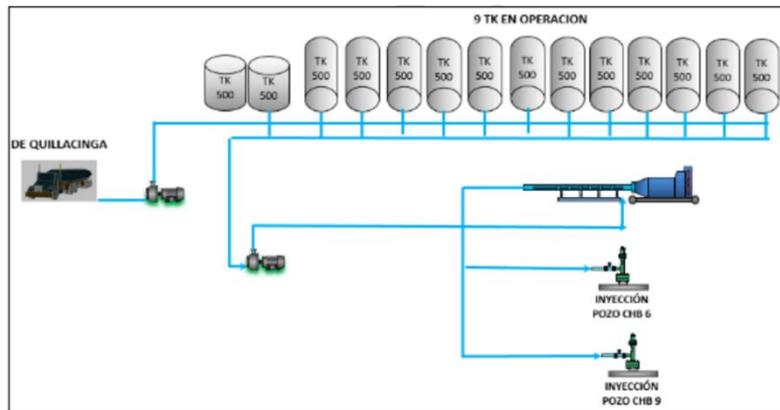
Los fluidos de producción son recibidos en un separador trifásico con capacidad para 30.000 BFPD donde se separa el gas, el crudo y agua de producción. El aceite es enviado hoy en día a los tanques de almacenamiento de 500 Bls de capacidad donde finaliza sin problema alguno el proceso de deshidratación para su posterior despacho por carro tanque. Los Gun Barrel que se observan en el diagrama hoy en día están fuera de servicio.

Por otra parte, el agua de producción previamente tratada con rompedor inverso y clarificador se envía directamente al TK 3000, tanque cuya filosofía operacional es la de recibir el agua tratada proveniente de los Skimming Tank, sin embargo, hoy en día estos equipos se encuentran fuera de servicio, por ende, el agua de separadores pasa directamente al Tk 3000, equipo que no posee un sistema de desnate adecuado y que opera como tanque de cabeza para las bombas de inyección del pozo Curiqinga 1 y bombas del cargadero. Las facilidades actuales cuentan con 5 tanques adicionales de 500 Bls de capacidad que se usan actualmente como tanques de almacenamiento de agua, especialmente en horas de la noche mientras no se realiza el cargue en los carrotanques, los cuales reciben el agua directamente del TK 3000.

Actualmente el pozo inyector Curiqinga no está en funcionamiento, recibe agua durante la jornada del día, se realiza cargue de agua en carrotanques, fluido que se extrae inicialmente de los TK 500 y del TK 3000. De este último tanque, el nivel de operación empieza la jornada con un 70% de llenado y va disminuyendo con el correr del día hasta llegar a valores del 40%, lo cual sin duda impacta significativamente en la calidad del agua que se carga en los carrotanques y se envía hacia CHB 6. Por otra parte, aproximadamente 60 viajes (12000 Bls) en carro tanques se despachan diariamente hacia CHB 6, donde se descargan y se almacena temporalmente en tanques horizontales de 500 Bls con capacidad limitada por acumulación de sólidos (250 Bls efectivos), para finalmente ser bombeada hacia los pozos inyectores del campo CHB, específicamente en los pozos CHB 6 y 9. Ver diagrama de proceso siguiente:

Figura 57.

Diagrama Operacional de Cohembi 6

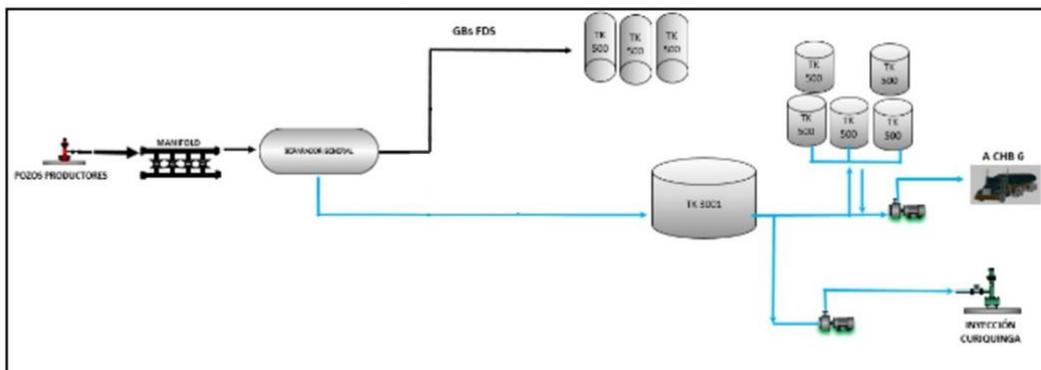


Nota. En esta figura se observa el diagrama operacional de Cohembi 6.

- Diagrama filosofal operacional actual

Figura 58.

Diagrama operacional actual



Nota. En esta figura se observa el diagrama operacional actual.

Con respecto al proceso antiguo la única diferencia es que actualmente no están en línea los Skimming Tanks, ni los Gun Barrel debido a que están en mantenimiento, por lo tanto, el agua que sale del separador llega directamente al TK 3000 para ser posteriormente distribuida a los pozos inyectoros o a los carrotanques de agua para CHB6.

- Tiempo de residencia

Tabla 28.

Tiempo de residencia del agua en facilidades de la estación Quillacinga

Equipo de Proceso	Volumen Nominal (Bls) Aprox	Volumen operativo (Bls) Aprox		Caudal (Bls/día)	Tiempo de residencia (horas)
Separador general	300	50%	150	12000	0.3
Skimming Tanks x 2 (FDS)	500	80%	400	12000	1.6
TK 3000	3000	50%	1500	12000	3.0
Tks 500 x 5	500	70%	350	12000	3.5
Tks 500 x 9	500	50%	250	12000	4.5

Nota. En esta tabla se evidencia el tiempo de residencia aproximado del agua en la estación Quillacinga. Valores Tomados de G. Confidencial, "Archivo excel", Equipos Quillacinga, Bogota, Colombia, 1, Hoja 2.

Tiempo de residencia máximo: 8,4 horas

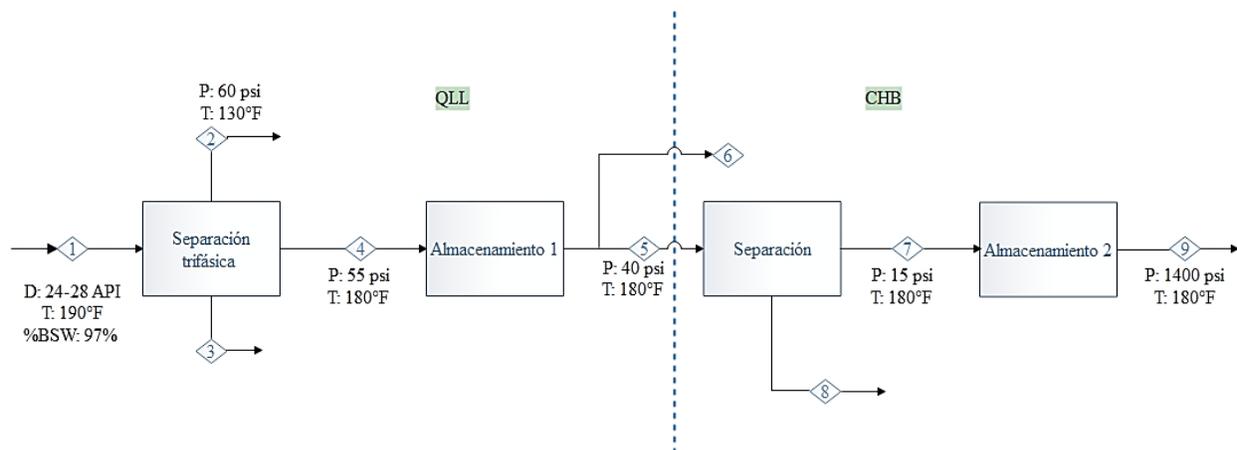
- Tiempo de residencia real: 3,3 horas
- El tiempo de residencia máximo de la estación Quillacinga esta alrededor de las 8 horas. Esto se cumpliría siempre y cuando estuvieran en operación los Skimming Tank y todos los equipos operaran de forma continua.
- Sin embargo, el tiempo de residencia ronda las 3 horas aproximadamente. Esto se debe a que tanto Skimming Tank como TK 500 no operan de forma continua. Estos últimos tanques se utilizan una vez por día para el llenado de agua y su posterior evacuación, pero no operan de forma continua.

- Nivel de operación del Skimming 3001 en promedio se mantiene en 50%.
- En la estación CHB 6 debido a la limitante de capacidad en los tanques de almacenamiento por acumulación de sólidos, se estima una capacidad efectiva de 250 Bls /tanque, para un total de 4,5 horas de residencia.

3.2 Diagrama de bloques

Figura 59.

Diagrama de bloques



Nota. En esta figura se observa el diagrama bloques del proceso para el agua de producción del Campo Quillacinga.

3.3 Balance de Materia

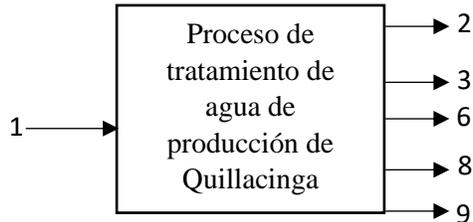
En este literal, se realizará el respectivo balance de masa para todo el proceso, el cual está dividido en QLL y CHB, pues como se mencionó con anterioridad en el documento hay una etapa de transporte, que en el diagrama de bloques se refleja como la línea punteada.

3.3.1. Balance de materia para el agua de producción para el Campo Quillacinga

3.3.1.a A continuación, se presentan los correspondientes balances de materia para cada proceso iniciando con el balance global de materia como se observa a continuación:

Figura 60.

Balance global de materia para el proceso de tratamiento de agua de producción del Campo Quillacinga



Nota. Balance global de materia del proceso de Tratamiento de agua de producción de Quillacinga

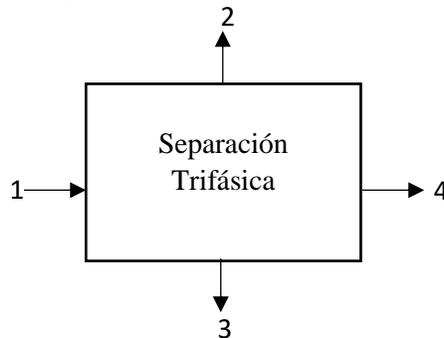
Ecuación 5. Balance global

$$\dot{V}_1 = \dot{V}_2 + \dot{V}_3 + \dot{V}_6 + \dot{V}_8 + \dot{V}_9 \quad \left[\frac{BLS}{D} \right]$$

3.3.1.b Balance Separación trifásica En la figura 61 se puede observar el balance de materia correspondiente a la fase de la separación trifásica

Figura 61.

Balance global de materia para la separación Trifásica



Nota. Balance global de materia del proceso de separación trifásica en el tratamiento de agua de producción de Quillacinga

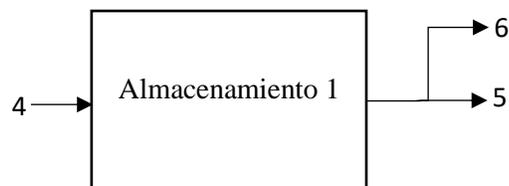
Ecuación 6. Balance de materia en la separación trifásica

$$\dot{V}_1 = \dot{V}_2 + \dot{V}_3 + \dot{V}_4 \left[\frac{BLS}{D} \right]$$

3.3.1.c Balance en el almacenamiento, en la figura 62 se puede observar el balance de materia correspondiente a la fase de almacenamiento 1.

Figura 62.

Balance global de materia para el almacenamiento 1.



Nota. Balance global de materia del proceso de almacenamiento 1 en el tratamiento de agua de producción de Quillacinga

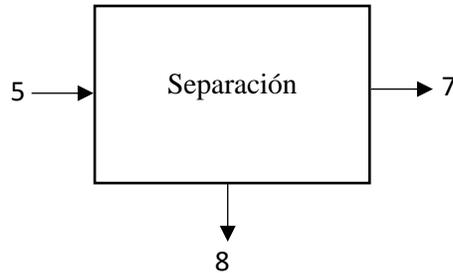
Ecuación 7. Balance de materia en el almacenamiento

$$\dot{V}_4 = \dot{V}_5 + \dot{V}_6 \left[\frac{BLS}{D} \right]$$

3.3.1.d Balance en la separación, en la figura 63 se puede observar el balance de materia correspondiente a la fase de separación.

Figura 63.

Balance global de materia para la separación



Nota. Balance global de materia del proceso de separación en el tratamiento de agua de producción de Quillacinga

Ecuación 9. Balance de materia en la separación

$$\dot{V}_5 = \dot{V}_7 + \dot{V}_8 \left[\frac{BLS}{D} \right]$$

3.3.1.f Balance en el almacenamiento 2, en la figura 64 se puede observar el balance de materia correspondiente a la fase de almacenamiento 2.

Figura 64.

Balance global de materia para el almacenamiento 2



Nota. Balance global de materia del proceso de almacenamiento 2 en el tratamiento de agua de producción de Quillacinga

Ecuación 10. Balance de materia en el almacenamiento 2

$$\dot{V}_7 = \dot{V}_9 \left[\frac{BLS}{D} \right]$$

En la tabla 33 se presentan las corrientes del balance de materia, con su correspondiente valor en Bls / Día.

Tabla 29.

Balance de Materia en el proceso de proceso de tratamiento de agua de producción de Quillacinga

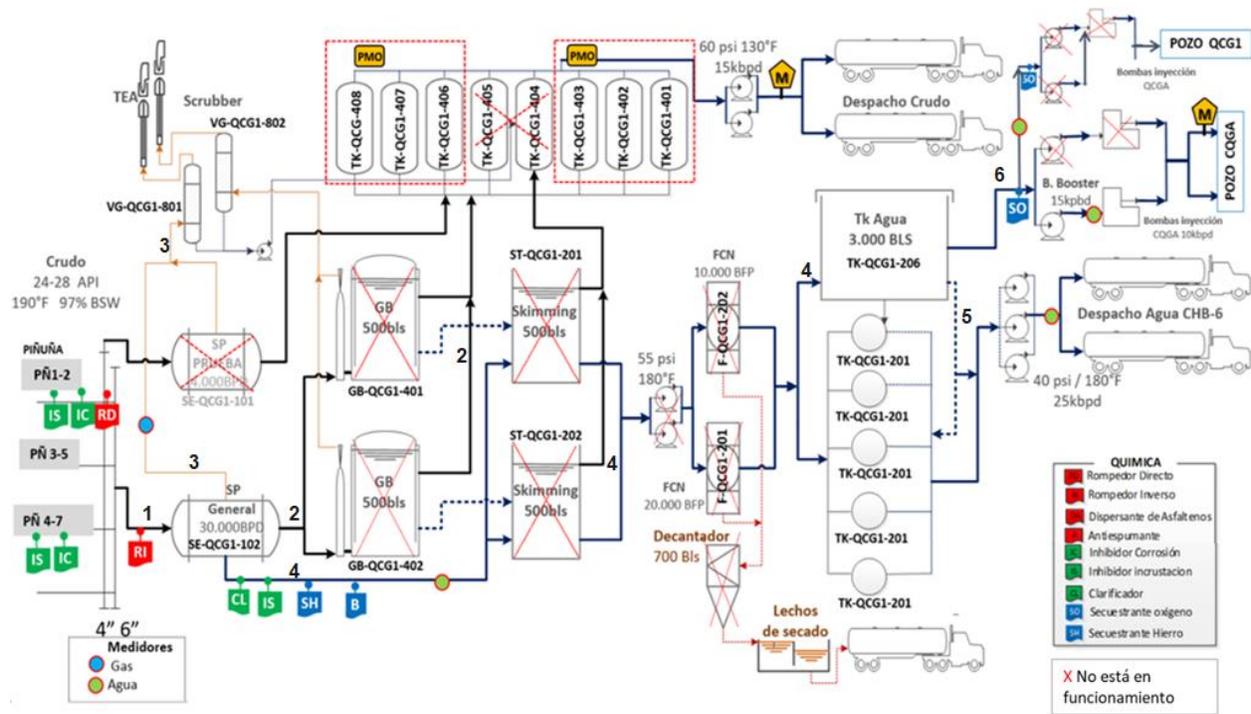
Corriente	Descripción	Valor en Bls /día
1	Mezcla de Agua de Producción, Crudo y Gas	79288.81
2	Crudo	430.66
3	Gas	66913.2
4	Agua de producción	11944.95
5	Agua de producción	7418.41
6	Agua de inyección	4525.54
7	Agua de producción	7417.31
8	Sólidos	1.1
9	Agua de Inyección	7417.31

Nota. La presente tabla representa el balance de materia para la obtención de 7417 Bls diarios de agua de producción.

3.4 Diagrama PFD

Figura 65.

Diagrama PFD del proceso para el agua de producción del Campo Quillacinga



Nota. En la figura se observa el diagrama PFD del proceso para el agua de producción del Campo Quillacinga, los equipos que están tachados no se encuentran en funcionamiento.

En el diagrama PFD se puede observar el proceso ya descrito anteriormente en el capítulo 3.1, el balance de materia se puede observar anteriormente con el diagrama de bloques (el proceso es idéntico). Se puede observar además los puntos de inyección química, los equipos en funcionamiento y lo que aún no lo están, las presiones y temperatura del proceso y la capacidad de almacenamiento de los equipos.

4. COSTOS

Los costos serán evaluados mediante dos variables, el costo del consumo en galones de cada inhibidor mensual y los costos por depositación de sólidos mensuales, esto debido a que es el valor con que la empresa compara y se asegura de la eficiencia del tratamiento químico del agua, además se pueden tener en cuenta otras variables que se dan ocasionalmente como los workovers los cuales se realizan cuando los pozos fallan por incremento de precipitados a fondo de pozo debido a un incorrecto tratamiento ya sea por la dosificación, aplicación o uso del producto incorrecto. Estos workovers tienen un costo adicional y mucho mayor que el tratamiento químico; sin embargo, no se evaluarán debido a que en el transcurso del desarrollo del proyecto no se realizó ningún workover en el campo Quillacinga.

También se puede considerar importante resaltar que se realizó una limpieza química de las tuberías para mejorar la eficiencia del tratamiento.

- ✓ Cálculo de los costos totales de los inhibidores por mes

Ecuación 11. Fórmula general para costo del inhibidor por mes.

*Costo total mensual inhibidores: gal * 30 días * Costo unitario inhibidor (USD)*

- ✓ Inhibidor Dual:

*Costo total mensual Inhibidor Dual: 34,7 gal * 30 días * 13,5 USD*

Costo total mensual Inhibidor Dual: 14.062 USD

- ✓ Inhibidor de Scale:

*Costo total mensual Inhibidor Scale: 51,5 gal * 30 días * 10,16 USD*

Costo total mensual Inhibidor Scale: 15.700 USD

Nota. Valores Tomados de G. Confidencial, "Archivo excel", Costos Inhibidores, Bogotá, Colombia, 1, Hoja 1.

✓ Cálculo de los costos totales de depositación de sólidos por mes

Ecuación 12. Fórmula general para depositación del sólidos por mes.

*Costo total mensual depositación inhibidores: gal mensuales * Costo unitario (USD)*

✓ Inhibidor Dual:

*Costo total mensual depositación Inhibidor Dual: 792,5 gal mensual * 16 USD*

Costo mensual depositación Inhibidor Dual: 12.701,5 USD

✓ Inhibidor de Scale:

*Costo total mensual depositación Inhibidor de Scale: 37,9 gal mensual * 16 USD*

Costo mensual depositación Inhibidor de Scale: 606,8 USD

Nota. Valores Tomados de G. Confidencial, "Archivo excel", Costos sólidos QLL, Bogotá, Colombia, 1, Hoja 1.

4.1 Costos Inhibidor Dual

Tabla 30.

Costos del uso del inhibidor Dual

Producto	Cantidad mensual (gal)	Costo Unitario	Unidades	Costo Total (mes)
Inhibidor Dual	1.041,7	\$ 13,5	USD/gal	\$ 14.062,4
Costo de depositación de residuos	792,5	\$ 16	USD/gal	\$ 12.701,5
Limpieza química	2.436	-	USD	117.610
TOTAL	1.834,2	-	USD/gal	\$ 26.763,9

Nota. Esta tabla representa los costos de la implementación del Inhibidor Dual con respecto a la cantidad mensual usada.

4.2 Costos Inhibidor de Scale

Tabla 31.

Costos del uso del Inhibidor de Scale

Producto	Cantidad mensual (gal)	Costo Unitario	Unidades	Costo Total (mes)
Inhibidor de Scale	1.545,3	\$ 10,2	USD/gal	\$ 15.700,5
Costo de depositación de residuos	37,9	\$ 16	USD/gal	\$ 606,8
TOTAL	1.583,2	-	USD/gal	\$ 16307,3

Nota. Esta tabla representa los costos de la implementación del Inhibidor de Scale con respecto a la cantidad mensual usada.

Porcentaje de reducción de costos:

$$\text{Porcentaje de reducción de costos: } 100\% - \frac{16.307,3 \text{ USD} * 100\%}{26.763,9 \text{ USD}}$$

Porcentaje de reducción de costos: 39%

Se puede observar un ahorro de 10.457 USD/gal mensual con el Inhibidor de Scale, es decir una reducción del 39%, lo cual está generando un gran beneficio para la empresa tanto en los balances mensuales como en los anuales, esto muestra el aprovechamiento del uso del método tanto económico, como de desechos pues a su vez la depositación de sólidos disminuyó considerablemente.

4.3 Costos del proyecto

Tabla 32.

Costos totales del proyecto.

Descripción	Cantidad	Unidades	V. Unit	V. Total	Fuente financiadora
Computadores	2	Unidad	\$ 3.000.000	\$ 6.000.000	Investigador
EDTA	5	Unidad	\$ 55.000	\$ 275.000	Gran Tierra Energy
Hidroxido de potasio	2	Unidad	\$ 30.000	\$ 60.000	Gran Tierra Energy
Solucion Buffer	2	Unidad	\$ 55.000	\$ 110.000	Gran Tierra Energy
Calver	1	Unidad	\$ 2.400.000	\$ 2.400.000	Gran Tierra Energy
Malver	1	Unidad	\$ 2.400.000	\$ 2.400.000	Gran Tierra Energy
Xileno	2	Unidad	\$ 30.000	\$ 60.000	Gran Tierra Energy
Heptano	2	Unidad	\$ 290.000	\$ 580.000	Gran Tierra Energy
Acido Clorhidrico	2	Unidad	\$ 40.000	\$ 80.000	Gran Tierra Energy
Instrumentacion de laboratorio	1	Unidad	\$ 300.000	\$ 300.000	Gran Tierra Energy
Gravimetro	1	Unidad	\$ 6.000.000	\$ 6.000.000	Gran Tierra Energy

Inhibidor Dual	1042	Galones	\$ 51.300	\$ 53.454.600	Proveedor
Inhibidor de scale	648	Galones	\$ 38.608	\$ 25.017.984	Proveedor
Kit para analisis de dureza	1	Unidad	\$ 40.000	\$ 40.000	Gran Tierra Energy
Fluorescencia de rayos X (XRF)	1	Unidad	\$ 6.000.000	\$ 6.000.000	Gran Tierra Energy
Iman	1	Unidad	\$ 20.000	\$ 20.000	Gran Tierra Energy
Transporte y movilizacion	1	Unidad	\$ 2.000.000	\$ 2.000.000	Gran Tierra Energy
				TOTAL	\$ 104.797.584
				Total, con imprevistos	\$ 111.085.439

Nota. Esta tabla representa el valor de cada uno de los ítems usados y requeridos en el proyecto.

El total es de 111.085.439 COP con un 6% de imprevistos los cuales manejamos según una aproximación metodológica de la Universidad Católica de Colombia. [67]

Se estimaron los costos a partir de cotizaciones con proveedores de la empresa para equipos y reactivos químicos, en cuanto al transporte y movilización el costo fue tomado directamente desde el valor dado por recursos humanos de la empresa Gran Tierra Energy.

CONCLUSIONES

Se evaluó el método químico del uso de dos inhibidores de incrustaciones para dar cumplimiento al objetivo general, obteniendo, así como se evidenció en las pruebas de compatibilidad, funcionamiento y monitoreo una solución efectiva al problema de precipitación de sólidos.

Después de realizar la matriz de expertos y dando cumplimiento al primer objetivo específico se determinó que la causa principal para la formación de incrustaciones es la liberación del CO_2 debido a los tanques abiertos a la atmosfera, la disminución del pH del agua y el ingreso de oxígeno al sistema, generando la formación de precipitados en tuberías y tanques y posteriormente la formación de incrustaciones. Además, se define que las precipitaciones de hierros se ocasionan debido a que en presencia de oxígeno se genera oxidación, por lo que se cambia el estado de oxidación del hierro pasando de hierro soluble +2 a hierro férrico +3, siendo este último insoluble causando incremento de la concentración de TSS (sólidos suspendidos totales). Lo dicho anteriormente se confirma mediante el análisis fisicoquímico, confirmando así los resultados obtenidos de la matriz, este análisis y la prueba de F también logró determinar los iones presentes y la composición de cada una de las muestras indicando presencia principalmente de carbonatos de calcio y hierros (confirmado mediante prueba de dureza calcula y hierros) para poder definir las potenciales incrustaciones a formarse y evaluar los diferentes inhibidores.

Se realizaron pruebas de laboratorio para evaluar la eficiencia de ambos inhibidores, lo cual permitió definir que el Inhibidor de Scale tiene un mejor comportamiento en cuanto a la disminución e inhibición de incrustaciones de carbonato de calcio y hierros cumpliendo así el objetivo dos, además se observó que el desempeño de los inhibidores químicos evaluados es directamente proporcional a la dosificación aplicada, además se debe tener en cuenta la toma de los residuales con una periodicidad mensual para verificar que la dosis aplicada es la correspondiente con respecto al MIC (concentración mínima inhibitoria) que arrojó los resultados del DSL y a la dosis de aplicación recomendada de 75 ppm.

Se realizo un diseño conceptual mediante diagramas de bloques y PFD con su respectivo balance masa, teniendo en cuenta el punto de aplicación adicional que se decidió agregar a la salida del separador trifásico debido a la observación de la generación de incrustaciones en los equipos de superficie abiertos a la atmosfera.

Se selecciona el Inhibidor de Scale, dada su calificación técnico-económica y la franja de optimización de costo de tratamiento químico que ofrece que podría reducir hasta en un 39% el costo operativo del proyecto caso de estudio.

RECOMENDACIONES

Se recomienda el Inhibidor de Scale a una dosis de 75 ppm (partes por millón) para prevenir las incrustaciones presentes en el proceso.

Se recomienda diseñar un plan de transición de tratamientos químicos de control corrosión e incrustaciones definiendo KPI's de referencia y frecuencias de monitoreo de parámetros fisicoquímicos (dureza, calcio, sulfatos, fosfonatos, aminos, hierro total, velocidades de corrosión en cupones gravimétricos para fluidos, gas y agua de inyección, entre otros).

Es recomendable trabajar en tanques que no estén abiertos a la atmosfera cuando el agua tiene tendencias incrustantes y corrosivas, para no generar liberación de CO₂ y mantener estable el sistema.

Evaluar otro tipo de diseño experimental para poder determinar más interacciones entre variables y otros factores que impliquen en la eficiencia de la aplicación del producto para la inhibición de incrustaciones.

Se recomienda realizar una optimización de dosis para disminuir costos y cambiar el producto en cuanto los parámetros fisicoquímicos del agua cambien, tal como cloruros, salinidad, hierros, etc.

BIBLIOGRAFÍA

- [1] H. Durán de la Fuente, "Impacto ambiental de la contaminación hídrica producida por la refinería estatal esmeraldas", trabajo de grado, CEPAL, Santiago de Chile, 1990. Consultado el 17 de noviembre de 2021. [En línea]. Disponible: https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/9212/S9000506_es.pdf
- [2] A. X. Salamanca Sánchez, "Evaluación de un inhibidor de incrustación para evitar taponamiento de las líneas de producción en una plataforma petrolera", trabajo de grado, Fundación Universidad de América, Bogotá D.C., 2018. Consultado el 2 de noviembre de 2021. [En línea]. Disponible: <http://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/7213/1/6112785-2018-2-IQ.pdf>
- [3] D. Chaverra Agudelo. "Revelan el costo global de la corrosión | Inpra Latina - la Zona de Pinturas". Inpra Latina - El portal para la industria de pinturas y recubrimientos. <https://www.zonadepinturas.com/201606146395/noticias/empresas/revelan-el-costo-global-de-la-corrosion.html> (consultado el 26 de noviembre de 2021).
- [4] Cruz A, Vanegas A., "Inyección de Agua", Trabajo de Grado, Corporación Nacional del petróleo, Villavicencio, 2009. Consultado el 28 de octubre de 2021. [En línea]. Disponible: https://issuu.com/jonathanbarrios/docs/proyecto_de_inyeccion_de_agua
- [5] A. Peraza Barrios, "Suavización del agua a través de la precipitación de carbonato de calcio obtenida por las reacciones de reducción electroquímica de protones y de oxígeno", Tesis Doctoral, Centro de investigación y desarrollo tecnológico en electroquímica, 2009. Consultado el 11 de octubre de 2021. [En línea]. Disponible: <https://cideteq.repositorioinstitucional.mx/jspui/bitstream/1021/361/1/Suavización%20del%20agua%20a%20través%20de%20la%20precipitación%20de%20carbonato%20de%20calcio%20obtenida%20por%20las%20reacciones%20de%20reducción%20electroquímica%20de%20protones%20y%20de%20oxígeno.pdf>
- [6] M. Crabtree, D. Slinger, P. Matt, A. Johnson y G. King. "La lucha contra las incrustaciones-Remoción y prevención". Artículo de revista, Texas Estados Unidos, 1999. Consultado el 24 de

septiembre de 2021. [En línea]. Disponible: <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/p30-49>

[7] H. Castro, "Evaluación de la depositación de incrustaciones en sistemas de bombeo electrosumergibles del campo Cantagallo", Trabajo de Grado, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2009. Accedido el 9 de marzo de 2022. [En línea]. Disponible: <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2009/129542.pdf>

[8] E. Navarrete Cueva, "Corrosión y Degradación de los metales", Trabajo de Grado, Escuela Politécnica Internacional, Madrid-España, 2007. Accedido el 11 de abril de 2022. [En línea]. Disponible: <https://bibdigital.epn.edu.ec/bitstream/15000/2771/1/CD-0553.pdf>

[9] A. Peraza Barrios, "Suavización del agua a través de la precipitación de carbonato de calcio obtenida por las reacciones de reducción electroquímica de protones y de oxígeno", Tesis Doctoral, CENTRO DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO TECNOLÓGICO EN ELECTROQUIMICA, 2009. Accedido el 4 de abril de 2022. [En línea]. Disponible: <https://cideteq.repositorioinstitucional.mx/jspui/bitstream/1021/361/1/Suavización%20del%20agua%20a%20través%20de%20la%20precipitación%20de%20carbonato%20de%20calcio%20obtenida%20por%20las%20reacciones%20de%20reducción%20electroquímica%20de%20protones%20y%20de%20oxígeno.pdf>

[10] Sousa Cristina Correia Angelina & Colmenares María Cristina, "Corrosión e incrustaciones en los sistemas de distribución de agua potable: Revisión de las estrategias de control", *SciELO*, vol. 50, n.º 2, 2010. Accedido el 12 de abril de 2022. [En línea]. Disponible: http://ve.scielo.org/sciELO.php?script=sci_arttext&pid=S1690-46482010000200003

[11] Ricardo Mario Carranza, Gustavo Sergio Duffó Silvia B. Farina, *Nada es para siempre, Química de la degradación de los materiales*. Buenos Aires: n Artes gráficas Rioplatense S. A., Corrales, 2019. Accedido el 15 de marzo de 2022. [En línea]. Disponible: <http://www.bnm.me.gov.ar/giga1/documentos/EL001847.pdf>

[12] Edgar Vásquez Tania Rojas, *Ph: Teoría y 232 problemas*. Ciudad de Mexico: UNIVERSIDAD AUTONOMA METROPOLITANA, 2016. Accedido el 6 de abril de 2022. [En línea]. Disponible: <http://www.cua.uam.mx/pdfs/conoce/libroselec/17pHTeoriayproblemas.pdf>

[13] Instituto de Hidrología Meteorología y. Estudios Ambientales. "Determinación de alcalinidad en agua por potenciometria". IDEAM - IDEAM. <http://www.ideam.gov.co/documents/14691/38155/Alcalinidad+total+en+agua+por+el+electrometría..pdf/dd9a3610-8ff7-49bc-97eb-5306362466df> (accedido el 31 de mayo de 2022).

[14] Tarcisio J. Capote Saida B. Matute Jesús R. Rojas, "Determinación de la dureza total en agua con EDTA empleando una solución amortiguadora inodora de borato", *Scielo*, vol. 46, n.º 1-2, 2015. Accedido el 8 de abril de 2022. [En línea]. Disponible: http://ve.scielo.org/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0798-04772015000100003

[15] Samuel Fernando Muñoz Navarro1 Yurley Marcela Sandoval Meneses, "Generalidades de la formación, prevención y tratamiento de depósitos de escamas", *Revista fuentes, El Reventón Energético*, vol. 6, n.º 1, p. 10, 2008. Accedido el 7 de abril de 2022. [En línea]. Disponible: <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/download/248/450/>

[16] J. Marin, "Determinacion de la tendencia incrustante de las aguas de produccion de los campos de ecopetrol de acuerdo a sus condiciones operacionales de temperatura, presión y composición", Trabajo de Grado, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2015. Accedido el 14 de abril de 2022. [En línea]. Disponible: <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2015/157807.pdf>

[17] C. A. Bayona Vega, "Propuesta para la formulación de un mecanismo de gestión nexo agua-energía en la industria de hidrocarburos en el valle del magdalena medio.", Trabajo Final presentado como requisito parcial para optar al título de Magister, Universidad Nacional de Colombia, Bogotá D.C., Colombia, 2019. Accedido el 19 de abril de 2022. [En línea]. Disponible: <https://repositorio.unal.edu.co/bitstream/handle/unal/77266/1026266493.2019.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

[18] Fernandez V. Jorge A y Vargas B. Arnulfo. Ev aluacion de Incrsuatciones en líneas de produccion de los campos morichal, la gloria norte y la gloria, empresa Perenco LTDA, Tesis de Grado , Universidad Industriaial de Santyander,2001

[19] "Estudio de la precipitación de carbonato de calcio en un destilador solar experimental", *Revista Internacional de Contaminación Ambiental*, vol. 21, n.º 1, p. 12, 2003.

Accedido el 19 de mayo de 2022. [En línea].
Disponible: <https://www.redalyc.org/pdf/370/37021101.pdf>

[20] T. H. Grados Barrionuevo, "Optimización de la depositación de incrustación en sistemas de producción mediante análisis de fosfonatos en el lote 8-trompeteros", Trabajo de Grado, UNIVERSIDAD NACIONAL DE PIURA, PIURA –PERÚ, 2021. Accedido el 9 de marzo de 2022. [En línea].

Disponible: <https://repositorio.unp.edu.pe/bitstream/handle/20.500.12676/3362/IQUI-GRA-BAR-2021.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

[21] J. Manrique, "Estudio sobre la formación de incrustaciones por acumulaciones de depósitos minerales dentro de la tubería de producción, prevención y remoción", Trabajo de Grado, Corporación Nacional del petróleo, Villavicencio, 2010. Accedido el 9 de marzo de 2022. [En línea]. Disponible: https://issuu.com/jonathanbarrios/docs/estudio_sobre_la_formacion_de_incu

[22] "Mejores prácticas para la limpieza de intercambiador de calor enfriado con agua | chemtreat, inc". ChemTreat, Inc. <https://es.chemtreat.com/best-practices-for-water-cooled-heat-exchanger-cleaning/> (accedido el 13 de abril de 2022).

[23] M. Vallejo, "Predicción y control de incrustaciones minerales en pozos petroleros", Trabajo de Grado, Instituto politécnico nacional, Mexico, 2011. Accedido el 10 de abril de 2022. [En línea]. Disponible: <https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/15725/Predicción%20y%20control%20de%20incrustaciones%20minerales%20en%20pozos%20petroleros.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

[24] F. J. Rojas Martínez, "Estudio del efecto de la formación de incrustaciones minerales en el aparejo de producción sobre el comportamiento de pozos productores de aceite", Trabajo de Grado, UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO, MÉXICO, 2014. Accedido el 11 de abril de 2022. [En línea]. Disponible: <https://es.scribd.com/document/392698657/Tesis-incrustaciones-pdf>

[25] Juan Nava Juan Sánchez, "Tratamiento químico anti incrustante en los pozos productores de crudo del campo barua motatan", Trabajo de Grado, UNIVERSIDAD RAFAEL URDANETA, Maracaibo, 2012. Accedido el 3 de marzo de 2022. [En línea].

Disponible: <https://docplayer.es/30944148-Republica-bolivariana-de-venezuela-universidad-rafael-urdaneta-facultad-de-ingenieria-escuela-de-ingenieria-quimica.html>

[26] "Problemas que se presentan en sistemas de enfriamiento". 1Library.Co - plataforma para compartir documentos. <https://1library.co/article/problemas-que-se-presentan-en-sistemas-de-enfriamiento.qvl6p8ry> (accedido el 16 de marzo de 2022).

[27] J.W. RYZNAR. A New Index for Determining Amount of Calcium Carbonate Scale Formed by a Water. J. American Water Works Association, 1944, vol. 36, no 4, según G. TCHOBANOGLOUS and E.D. SCHROEDER. Water Quality. Addison Wesley Publishing Company, 1985
[https://fccca.es/documentos/05_documentos_por_temas/Estandares%20de%20calidad%20de%20las%20aguas%20Tablas%20de%20estandares\(3\)/Metodo_de_Ryznar.pdf](https://fccca.es/documentos/05_documentos_por_temas/Estandares%20de%20calidad%20de%20las%20aguas%20Tablas%20de%20estandares(3)/Metodo_de_Ryznar.pdf)

[28] Víctor Mora Arellano* & Andreína García, "Evaluación de la calidad del agua y su tendencia corrosiva en los morichales “Guaricongo” y “Los Caribes”, municipio Heres, Ciudad Bolívar, estado Bolívar, Venezuela", *Scielo*, vol. 2, p. 9, 2013. Accedido el 24 de marzo de 2022. [En línea]. Disponible: <http://ve.scielo.org/pdf/bmsa/v53n2/art07.pdf>

[29] "Scale_removal". The Schlumberger Oilfield Glossary | Oilfield Glossary. https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/s/scale_removal (accedido el 6 de abril de 2022).

[30] "Nucleación y crecimiento del cristal | ipb ii". IPB II | Ingeniería de Procesos Biotecnológicos. <https://cursolusegil.blogs.upv.es/2018/05/07/nucleacion-y-crecimiento-del-cristal/> (accedido el 10 de marzo de 2022).

[31] Bernat Isern Amengual, "Estudios sobre factores cinéticos implicados en la litiasis renal oxalocálcica: Nucleación heterogénea e inhibidores de la cristalización", Tesis Doctoral, Universitat de les Illes Balears, Palma, España., 2007. Accedido el 8 de marzo de 2022. [En línea]. Disponible: <https://www.tesisenred.net/bitstream/handle/10803/9454/tbia1de1.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

[32] J. Gaviria, "Cristalización de proteínas en geles por métodos contradifusivos", Tesis Doctoral, Universidad de Granada, Granada, España, 2000. Accedido el 17 de marzo de 2022. [En línea]. Disponible: https://www.lec.csic.es/gavi/images/Tesis-JA_Gavira.pdf

[33] "Labnews6". Dr. Calderón Laboratorios Ltda. <http://www.drcalderonlabs.com/Labnews/Labnews6.html> (accedido el 3 de marzo de 2022).

[34] T. M. Carpio Galvan. "SÓLIDOS TOTALES SECADOS A 103 – 105°C". IDEAM - IDEAM. <http://www.ideam.gov.co/documents/14691/38155/Sólidos+Totales+secados+a+103+-+105°C..pdf/d4faab4a-34e4-4159-bf4c-50353b101935> (accedido el 15 de marzo de 2022).

[35] E. D. Cuenca, A. R. Alvarado Granados y K. E. Camacho Calzada, "El tratamiento de agua residual doméstica para el desarrollo local sostenible: El caso de la técnica del sistema unitario de tratamiento de aguas, nutrientes y energía (SUTRANE) en San Miguel Almaya, México.", *Quivera*, vol. 14, n.º 1, p. 21, 2012. Accedido el 17 de marzo de 2022. [En línea]. Disponible: <https://www.redalyc.org/pdf/401/40123894005.pdf>

[36] "Regulación enzimática (artículo) | Khan Academy". Khan Academy. <https://es.khanacademy.org/science/ap-biology/cellular-energetics/environmental-impacts-on-enzyme-function/a/enzyme-regulation> (accedido el 20 de abril de 2022).

[37] J. Manrique, "Estudio sobre la formación de incrustaciones por acumulaciones de depósitos minerales dentro de la tubería de producción, prevención y remoción Villavicencio", Trabajo de Grado, Corporación internacional del petróleo, Villavicencio, 2010. Accedido el 14 de abril de 2022. [En línea]. Disponible: https://issuu.com/jonathanbarrios/docs/estudio_sobre_la_formacion_de_incr

[38] Tomson M, 2002, Mechanisms of mineral scale inhibition, Paper SPE 74656.

[39] "Diferentes tipos de fosfatos". Blog - stories, research and info about water treatment | Orenda. <https://blog.orendatech.com/blog-espanol/diferentes-fostatos> (accedido el 24 de marzo de 2022).

[40] J. J. Mendoza, "Desarrollo de un recubrimiento anticorrosivo base agua auto-reticulable a temperatura ambiente", Tesis para Maestría, Centro de investigación en química aplicada, Saltillo, México, 2014. Accedido el 24 de marzo de 2022. [En línea].

Disponible: <https://ciqa.repositorioinstitucional.mx/jspui/bitstream/1025/57/1/Tesis%20M.C%20JUAN%20JOSÉ.pdf>

[41] A. Labeaga Viteri, "Polímeros biodegradables. Importancia y potenciales aplicaciones", Tesis para Maestría, UNIVERSIDAD NACIONAL DE EDUCACIÓN A DISTANCIA MÁSTER UNIVERSITARIO EN CIENCIA Y TECNOLOGÍA QUÍMICA, Madrid, España, 2018. Accedido el 23 de marzo de 2022. [En línea]. Disponible: http://e-spacio.uned.es/fez/eserv/bibliuned:master-Ciencias-CyTQ-Alabeaga/Labeaga_Viteri_Aitziber_TFM.pdf

[42] A. Larrea, "Estudio de problemas de incrustaciones, evaluación técnica y estimación de costos de químicos anti-incrustantes para diseños de tratamiento tipo squeezes a las areniscas U y T del campo Shushufindi", Trabajo de Grado, Escuela superior politécnica del litoral, Guayaquil-Ecuador, 1999. Accedido el 16 de marzo de 2022. [En línea]. Disponible: <https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/3403/1/5926.pdf>

[43] D. F. Grimaldo Sierra, "Evaluación técnico financiera a nivel de laboratorio de la viabilidad del uso de nuevos inhibidores de arcillas tipo amina y silicato de potasio en la formulación del fluido de perforación base agua para el campo san roque", Trabajo de Grado, Fundación Universidad de América, Bogota, 2016. Accedido el 24 de marzo de 2022. [En línea]. Disponible: <https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/93/1/5102559-2016-2-IP.pdf>

[44] E. L. Romero Peñaloza, "OBTENCIÓN DE HIDROGELES DE QUITOSANO A PARTIR DEL MICELIO DE *Aspergillus niger* Y SU ESTUDIO EN LA LIBERACIÓN CONTROLADA DE CEFALEXINA", Trabajo de Grado, UNIVERSIDAD DEL VALLE, SANTIAGO DE CALI, 2011. Accedido el 19 de marzo de 2022. [En línea]. Disponible: <https://bibliotecadigital.univalle.edu.co/bitstream/handle/10893/3922/CB-0439240.pdf?sequence=4>

[45] C. Pinzón Torres, L. S. García Ortiz y D. F. Rodríguez Osorio, "Modelamiento termodinámico para la inhibición de incrustaciones de carbonato de calcio en sistemas hidrocarburos.", *Ingeniería y Región*, vol. 6, n.º 1. Accedido el 21 de marzo de 2022. [En línea]. Disponible: <https://dialnet.unirioja.es/descarga/articulo/5432196.pdf>

[46] G. I. Barrera Suarez, "Evaluación de la corrosión por ácidos nafténicos de recubrimientos de níquel-alúmina-molibdeno expuestos a altas temperaturas mediante técnica gravimétrica", Trabajo de Grado, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, 2010. Accedido el 25 de marzo de 2022. [En línea]. Disponible: <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2010/134785.pdf>

[47] "Nueva tecnología para el control de incrustaciones en nueva tecnología para el control de incrustaciones en aguas asociadas a la producción de petróleo". OilProduction.net - OilProduction. <http://www.oilproduction.net/files/NewScaleInhibitionTechnologyOilIndustry.pdf> (accedido el 24 de marzo de 2022).

[48] Juan Dupré, Raúl Giérega, René Segura. Aplicación de productos químicos específicos empleando la tecnología de capilar en el yacimiento loma la lata Accedido el 14 de marzo de 2022. [En línea]. Disponible: http://www.oilproduction.net/files/tecnologia_capilar.pdf

[49] A. Candelo, "Estudio comparativo de los métodos de control de parafinas para aplicación en el campo colorado", Trabajo de Grado, Universidad Industrial De Santander, Bucaramanga, 2010. Accedido el 12 de abril de 2022. [En línea]. Disponible: <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2010/133663.pdf>

[50] "Diseño de la perforación de pozos". Oil Production. <http://oilproduction.net/files/Diseno%20de%20perforacion.pdf> (accedido el 22 de abril de 2022).]

[51] J. K. Kerver y J. K. Heilhecker, "Scale Inhibition by the Squeeze Technique", Journal of Canadian Petroleum Technology, vol. 8, n.º 01, pp. 15–23, enero de 1969. Accedido el 2 de marzo de 2022. [En línea]. Disponible: <https://doi.org/10.2118/69-01-03>

[52] C. León Vanegas, H. Buendía y L. F. Carrillo, "Evaluación y selección de un inhibidor multiscale para prevenir la formación de incrustaciones inorgánicas en un campo petrolero colombiano", *Revista Fuentes el Reventón Energético*, vol. 14, n.º 2, pp. 111–120, enero de 2017. Accedido el 26 de abril de 2022. [En línea]. Disponible: <https://doi.org/10.18273/revfue.v14n2-2016010>

[53] J. C. Autino, G. P. Romanelli y D. M. Ruiz, *Introducción a la Química Orgánica*. Editorial de la Universidad Nacional de La Plata (EDULP), 2013. Accedido el 14 de marzo de 2022. [En línea]. Disponible: <https://doi.org/10.35537/10915/31664>

[54] L. K. Cárdenas Pinzón, "Análisis del uso de inhibidores para mitigar la corrosión interna en tuberías de aguas de formación petrolera", Trabajo de Grado, Fundación Universidad de América, Bogota, 2020. Accedido el 1 de abril de 2022. [En línea]. Disponible: <https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/8105/1/6151521-2020-III-IQ.pdf>

[55] C. León Vanegas, H. Buendía, y L. F. Carrillo, «Evaluación y selección de un inhibidor multiscale para prevenir la formación de incrustaciones inorgánicas en un campo petrolero colombiano», *revfue*, vol. 14, n.º 2, pp. 111–120, ene. 2017. Disponible: <https://revistas.uis.edu.co/index.php/revistafuentes/article/view/6075>

[56] C. H. Rodríguez M, "Dureza total en agua con EDTA por volumetría", *Subdirección de hidrología -grupo laboratorio de calidad ambiental*, p. 12, 2007. Accedido el 15 de marzo de 2022. [En línea]. Disponible: <http://www.ideam.gov.co/documents/14691/38155/Dureza+total+en+agua+con+EDTA+por+volumetría.pdf/44525f65-31ff-482e-bbf6-130f5f9ce7c3>

[57] H. Instruments. "Kit de prueba de dureza total". Accedido el 15 de marzo de 2022. [En línea] Disponible: <https://www.hannacolombia.com/productos/producto/hi-38033-kit-de-prueba-de-dureza-total> (

[58] "Manual de tubos Dräger y CMS 18a edición Medición de contaminantes en aire, suelo y agua, así como análisis técnicos de gases". Dräger. Accedido el 15 de marzo de 2022. [En línea] Disponible: <https://www.draeger.com/Library/Content/tubes-and-cms-hb-9072723-es.pdf>

[59] Gómez Sánchez, E. M. (2010). *Gestión y control de corrosión en sistemas de agua de inyección* [Tesis Posgrado, Universidad pedagógica y tecnológica de colombia]. Repositorio Accedido el 15 de marzo de 2022. [En línea] Disponible: https://repositorio.uptc.edu.co/bitstream/001/3171/1/TGT_Gestion_y_control_corrosion.pdf

[60] "NUCLEACIÓN Y CRECIMIENTO DEL CRISTAL | IPB II". IPB II | Ingeniería de Procesos Biotecnológicos. Accedido el 15 de marzo de 2022. [En línea] Disponible: <https://cursolusegil.blogs.upv.es/2018/05/07/nucleacion-y-crecimiento-del-cristal/>

[61] "Secuestrante de hierro | PDF | hierro | agua". Scribd. <https://es.scribd.com/document/412408945/Secuestrante-de-Hierro> (accedido el 16 de marzo de 2022).

[62] "Secuestrantes o agentes quelantes | Grupo Pochteca". Grupo Pochteca | Venta de materias primas para la Industria. <https://mexico.pochteca.net/secuestrantes-o-agentes-quelantes/> (accedido el 13 de mayo de 2022).]

[63] Ley de dalton de las presiones parciales". Química Organica. <https://www.quimicaorganica.com/ley-de-dalton/> (accedido el 14 de abril de 2022).]

[64] "Aguas corrosivas o incrustantes. Índice de Langelier". labtec. <https://www.labotec.es/aguas-corrosivas-o-incrustantes-indice-de-langelier> (accedido el 28 de febrero de 2022).

[65] "Ley de solubilidad de henry". Unidad de apoyo para el aprendizaje. http://132.248.48.64/repositorio/moodle/pluginfile.php/1983/mod_resource/content/9/Contenido/index.html (accedido el 18 de marzo de 2022).

[66] J. L. Herrera Ospino, "EVALUACIÓN DE UN INHIBIDOR COMERCIAL DE ESCAMAS INORGÁNICAS EN AMBIENTES DE ALTO pH", Trabajo de Grado, Universidad Nacional de Colombia, Medellín, 2017. Accedido el 25 de marzo de 2022. [En línea]. Disponible: <https://repositorio.unal.edu.co/bitstream/handle/unal/60963/13570407.2017.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

[67] C. Cristancho, "Estudio sobre la estimación del a.i.u. (administración, utilidades e imprevistos) en empresas que desarrollan proyectos de ingeniería civil en la ciudad de bogotá", Trabajo de Grado, Universidad Católica de Colombia, Bogotá, 2013. Accedido el 4 de mayo de 2022. [En línea]. Disponible: <https://repository.ucatolica.edu.co/bitstream/10983/891/2/ESTUDIO%20SOBRE%20LA%20ESTIMACIÓN%20DEL%20A.I.U.%20%20EN%20EMPRESAS%20QUE%20DESARROLLAN%20PROYECTOS%20DE%20INGENIERÍA%20CIVIL.pdf>

ANEXOS

ANEXO 1

MATRIZ DE EXPERTOS No 1

Ingeniero Químico

Cargo: Supervisor de tratamiento químico junior

Indique su grado de acuerdo frente a las siguientes afirmaciones: (1 = muy en desacuerdo; 2 = en desacuerdo; 3 = en desacuerdo más que en acuerdo; 4 = de acuerdo más que en desacuerdo; 5 = de acuerdo; 6 = muy de acuerdo)	Grado de acuerdo					
	1	2	3	4	5	6
El origen de la formación de incrustaciones es debido a la incompatibilidad de aguas de los distintos pozos					X	
Se generan precipitaciones debido al ingreso de oxígeno a los tanques abiertos a la atmósfera					X	
Se generan precipitaciones debido al ingreso de oxígeno cuando se da acceso al agua en los carrotanques y se forma flujo turbulento permitiendo el paso del oxígeno al agua						X
La liberación del CO ₂ se da debido a la disminución de presión y aumento de temperatura					X	
La liberación del CO ₂ se da debido a los tanques abiertos a la atmósfera						X
Debido a la liberación del CO ₂ se disminuye el pH del agua lo cual genera que se formen precipitados en tuberías y tanques y se empiecen a formar incrustaciones						X
Las incrustaciones se generan debido a la baja alcalinidad del agua de producción del Campo Quillacinga				X		
El tipo de incrustaciones que se genera se puede observar mediante una caracterización de sólidos, donde estos indican que son Carbonatos de Calcio y hierros						X
La precipitación de Hierro se debe a la formación de este mediante la oxidación de las tuberías y demás facilidades						X
La precipitación de Hierro se debe al agua de formación que contiene altos hierros y se satura la solución						X

ANEXO 2

MATRIZ DE EXPERTOS No 2

Ingeniero Químico

Cargo: Supervisor de tratamiento químico senior

Indique su grado de acuerdo frente a las siguientes afirmaciones: (1 = muy en desacuerdo; 2 = en desacuerdo; 3 = en desacuerdo más que en acuerdo; 4 = de acuerdo más que en desacuerdo; 5 = de acuerdo; 6 = muy de acuerdo)	Grado de acuerdo					
	1	2	3	4	5	6
El origen de la formación de incrustaciones es debido a la incompatibilidad de aguas de los distintos pozos			X			
Se generan precipitaciones debido al ingreso de oxígeno a los tanques abiertos a la atmosfera				X		
Se generan precipitaciones debido al ingreso de oxígeno cuando se da acceso al agua en los carrotanques y se forma flujo turbulento permitiendo el paso del oxígeno al agua			X			
La liberación del CO ₂ se da debido a la disminución de presión y aumento de temperatura				X		
La liberación del CO ₂ se da debido a los tanques abiertos a la atmosfera				X		
Debido a la liberación del CO ₂ se disminuye el pH del agua lo cual genera que se formen precipitados en tuberías y tanques y se empiecen a formar incrustaciones				X		
Las incrustaciones se generan debido a la baja alcalinidad del agua de producción del Campo Quillacinga				X		
El tipo de incrustaciones que se genera se puede observar mediante una caracterización de sólidos, donde estos indican que son Carbonatos de Calcio y hierros				X		
La precipitación de Hierro se debe a la formación de este mediante la oxidación de las tuberías y demás facilidades			X			
La precipitación de Hierro se debe al agua de formación que contiene altos hierros y se satura la solución						X

ANEXO 3

MATRIZ DE EXPERTOS No 3

Ingeniero Químico

Cargo: Supervisor de tratamiento químico senior

Indique su grado de acuerdo frente a las siguientes afirmaciones: (1 = muy en desacuerdo; 2 = en desacuerdo; 3 = en desacuerdo más que en acuerdo; 4 = de acuerdo más que en desacuerdo; 5 = de acuerdo; 6 = muy de acuerdo)	Grado de acuerdo					
	1	2	3	4	5	6
El origen de la formación de incrustaciones es debido a la incompatibilidad de aguas de los distintos pozos			X			
Se generan precipitaciones debido al ingreso de oxígeno a los tanques abiertos a la atmosfera					X	
Se generan precipitaciones debido al ingreso de oxígeno cuando se da acceso al agua en los carrotanques y se forma flujo turbulento permitiendo el paso del oxígeno al agua						X
La liberación del CO ₂ se da debido a la disminución de presión y aumento de temperatura					X	
La liberación del CO ₂ se da debido a los tanques abiertos a la atmosfera						X
Debido a la liberación del CO ₂ se disminuye el pH del agua lo cual genera que se formen precipitados en tuberías y tanques y se empiecen a formar incrustaciones						X
Las incrustaciones se generan debido a la baja alcalinidad del agua de producción del Campo Quillacinga			X			
El tipo de incrustaciones que se genera se puede observar mediante una caracterización de sólidos, donde estos indican que son Carbonatos de Calcio y hierros						X
La precipitación de Hierro se debe a la formación de este mediante la oxidación de las tuberías y demás facilidades			X			
La precipitación de Hierro se debe al agua de formación que contiene altos hierros y se satura la solución				X		
Otros: Se producen precipitación de hierros debido a que en presencia del oxígeno se genera oxidación, por lo que se cambia el estado de oxidación del hierro pasando de hierro soluble +2 a hierro férrico +3, siendo este último insoluble causando incremento de la concentración de TSS						X

ANEXO 4

MATRIZ DE EXPERTOS No 4

Ingeniero Químico

Cargo: Supervisor de tratamiento químico senior

Indique su grado de acuerdo frente a las siguientes afirmaciones: (1 = muy en desacuerdo; 2 = en desacuerdo; 3 = en desacuerdo más que en acuerdo; 4 = de acuerdo más que en desacuerdo; 5 = de acuerdo; 6 = muy de acuerdo)	Grado de acuerdo					
	1	2	3	4	5	6
El origen de la formación de incrustaciones es debido a la incompatibilidad de aguas de los distintos pozos						X
Se generan precipitaciones debido al ingreso de oxígeno a los tanques abiertos a la atmosfera					X	
Se generan precipitaciones debido al ingreso de oxígeno cuando se da acceso al agua en los carrotanques y se forma flujo turbulento permitiendo el paso del oxígeno al agua					X	
La liberación del CO ₂ se da debido a la disminución de presión y aumento de temperatura					X	
La liberación del CO ₂ se da debido a los tanques abiertos a la atmosfera				X		
Debido a la liberación del CO ₂ se disminuye el pH del agua lo cual genera que se formen precipitados en tuberías y tanques y se empiecen a formar incrustaciones						X
Las incrustaciones se generan debido a la baja alcalinidad del agua de producción del Campo Quillacinga				X		
El tipo de incrustaciones que se genera se puede observar mediante una caracterización de sólidos, donde estos indican que son Carbonatos de Calcio y hierros						X
La precipitación de Hierro se debe a la formación de este mediante la oxidación de las tuberías y demás facilidades						X
La precipitación de Hierro se debe al agua de formación que contiene altos hierros y se satura la solución				X		

ANEXO 5

RANGO DE FOSFONATOS ESPERADOS Y RANGO DE LA MUESTRA

Rango esperado (mg/L fosfonatos)	Volumen de muestra (ml)
0-2.5	50
0-5	25
0-12.5	10
0-25	5
0-125	1

Nota. Esta tabla muestra el rango de fosfonatos esperados y el volumen de la muestra. Tomado de Residual Fosfonato GTE (Gran Tierra Energy). [En línea]. Disponible: <https://gtnet.grantierra.com/Standards/Forms/AllItems.aspx> [Acceso: mar.29,2022]

ANEXO 6

VOLUMEN DE MUESTRA Y FACTOR DE DILUCIÓN

Volumen de la muestra (ml)	Múltiplo
50	1
25	2
10	5
5	10
1	50

Nota. Esta tabla muestra el volumen de la muestra y su correspondiente múltiplo para el factor de dilución. Tomado de Residual Fosfonato GTE (Gran Tierra Energy). [En línea]. Disponible: <https://gtnet.grantierra.com/Standards/Forms/AllItems.aspx> [Acceso: mar.29,2022]

El resultado puede ser expresado en términos de fosfonato activo, utilizando el apropiado factor de conversión de la ecuación según la Tabla.

ANEXO 7

TIPO DE FOSFONATO Y FACTOR DE CONVERSIÓN

Clase de fosfonatos	Factor de conversión
PBTC	2.84
NTP	1.050
HEDPA	1.085
EDTMPA	1.148
HDMTMPA	1.295
DETPMPA	1.207
HPA	1.49

Nota. Esta tabla muestra el tipo de fosfonato y su respectivo valor de conversión. Tomado de Residual Fosfonato GTE (Gran Tierra Energy). [En línea]. Disponible: <https://gtnet.grantierra.com/Standards/Forms/AllItems.aspx> [Acceso: mar.29,2022]

De acuerdo a la clase de fosfonatos se debe tener un factor de conversión para así poder identificar si el residual cumple con el target o la norma establecida mediante el MIC.

ANEXO 8

SEGUIMIENTO SÓLIDOS TOTALES INHIBIDOR DUAL

Fecha	Punto de muestreo	TSS (ppm)
9/9/2021	CHB-9	59,63
10/9/2021	CHB-9	47,52
5/9/2021	CHB-6	54,5
6/9/2021	CHB-6	68,92
7/9/2021	CHB-6	68,92
8/9/2021	CHB-6	75,81
9/9/2021	CHB-6	59,63
10/9/2021	CHB-6	47,52

Nota. Esta tabla muestra los resultados obtenidos para el seguimiento de sólidos totales, usando el Inhibidor Dual.

ANEXO 9

SEGUIMIENTO SÓLIDOS TOTALES INHIBIDOR DE SCALE

Fecha	Punto de muestreo	TSS (ppm)
27/11/2021	CHB-9	5,5
28/11/2021	CHB-9	3,0
29/11/2021	CHB-9	5,0
30/11/2021	CHB-9	3,0
27/11/2021	CHB-6	6,32
28/11/2021	CHB-6	4
29/11/2021	CHB-6	7
30/11/2021	CHB-6	3

Nota. Esta tabla muestra los resultados obtenidos para el seguimiento de sólidos totales, usando el Inhibidor de Scale.