

**EVALUACIÓN FINANCIERA DE LA APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA CLEAN
N COR PARA EL CONTROL DE LA DEPOSITACIÓN DE SÓLIDOS EN EL
SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA DE UN CAMPO PETROLERO DEL
MAGDALENA MEDIO EN COLOMBIA**

REYES PÉREZ BELTRÁN

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRÍA DE PETRÓLEOS Y GAS
BUCARAMANGA**

2018

**EVALUACIÓN FINANCIERA DE LA APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA CLEAN
N COR PARA EL CONTROL DE LA DEPOSITACIÓN DE SÓLIDOS EN EL
SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA DE UN CAMPO PETROLERO DEL
MAGDALENA MEDIO EN COLOMBIA**

REYES PÉREZ BELTRÁN

Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título de
MAGISTER DE PETRÓLEOS Y GAS

Director

NICOLÁS SANTOS

Ph.D. en Ingeniería de Petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRÍA DE PETRÓLEOS Y GAS
BUCARAMANGA**

2018

DEDICATORIA

A mis Padres Reyes Pérez y Fidelina Beltrán quienes con su liderazgo y sapiencia me motivaron a estudiar.

A mi esposa Olga Lucía Hernández quien ha sido el motor y la fuerza para emprender y terminar esta Maestría.

A mis hijos Rafael Eduardo, Paula Lucía y Lina Lucía quienes me alentaron y apoyaron todo el tiempo para que no desfalleciera y lograra culminar con éxito esta meta.

Reyes

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer de manera especial a:

A la compañía NalcoChampion Colombia quien nos brindó todo el apoyo tanto humano como económico para realizar con éxito este proyecto.

Al Ingeniero, John Jairo Ibagón por la gran colaboración durante todo el desarrollo de este documento.

A todos y cada una de las personas que brindaron parte de su tiempo para la ejecución de cada una de las etapas del proyecto.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	16
1. SITUACIÓN PROBLEMÁTICA Y GENERALIDADES DE LA TECNOLOGÍA CLEAN N COR	19
1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	19
1.2 DESCRIPCIÓN DE LA TECNOLOGÍA	20
1.2.1 Usos Principales	20
1.2.2 Beneficios	21
1.3 CASOS DE ÉXITO EN OTROS PAÍSES	23
1.3.1 Caso de estudio No. 1	23
1.3.2 Caso de estudio No. 2	23
1.3.3 Caso de estudio No. 3	24
1.3.4 Caso de estudio No. 4	24
1.4 OBJETIVOS	26
1.4.1 Objetivo General	26
1.4.2 Objetivos Específicos	26
1.5 JUSTIFICACIÓN	26
2. PROTOCOLO DE ANÁLISIS PARA VALIDACIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA CLEAN N COR	28
2.1 CARACTERIZACIÓN DEL FLUIDO	33
2.1.1 Pruebas de Laboratorio	33
2.1.1.1 Pruebas de Disolución Progresiva. Las muestras fueron recuperadas durante intervenciones del pozo inyector candidato.	34
2.1.1.2 Estudios Dinámicos de Eliminación de 'Schmoo'	36
2.1.2 Caracterización del Producto	39

2.1.3	Compatibilidad	39
2.1.4	Distribución de Tamaño de Partícula (DTP)	42
2.1.5	Evaluación de Desempeño de la Tecnología Como Inhibidor de Corrosión	43
2.1.5.1	Test del Electrodo de Cilindro Giratorio (RCE)	43
2.1.5.2	Prueba de Burbujas	45
2.1.5.3	Tendencia a Formar Espuma	47
2.2	PROTOCOLO PARA PRUEBA DE CAMPO DE UN PRODUCTO QUÍMICO LIMPIADOR E INHIBIDOR DE CORROSIÓN EC1509A CLEAN N COR EN UN POZO INYECTOR DE AGUA	49
2.2.1	Antecedentes	49
2.2.2	Alcance	50
2.2.3	Duración de la Prueba	50
2.2.4	Producto Químico a Evaluar	50
2.2.5	Dosis de aplicación	50
2.2.6	Punto de Inyección	50
2.2.7	Factores Clave de Éxito	51
2.2.8	Procedimiento de Prueba	52
2.2.9	Calidad de Agua	52
2.2.10	Variables Operacionales	52
2.2.11	Inspección	52
2.3	CRITERIOS DE EVALUACIÓN DE DATOS PARA DEFINIR EFICACIA DEL PRODUCTO	54
2.4	CONDICIONES PARA DEFINIR LA PRUEBA EXITOSA	55
3.	RESULTADOS DE LA PRUEBA DE CAMPO	57
3.1	LÍNEA BASE	57
3.2	PRUEBA DE CAMPO	59
3.3	RESULTADOS ADICIONALES	62
4.	ANÁLISIS FINANCIERO	64

4.1 RELACIÓN DE COSTOS DE INVERSIÓN	64
4.2 CÁLCULO DEL RETORNO A LA INVERSIÓN EN FUNCIÓN AL AUMENTO DEL CRUDO ADICIONAL PRODUCIDO.	65
5. CONCLUSIONES	69
BIBLIOGRAFÍA	71

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Registro fotográfico de un marraneo de una línea	22
Figura 2. Registro fotográfico de un marraneo de una línea que fue expuesta a la aplicación de la tecnología Clean n Cor	22
Figura 3. Molécula surfactantes	29
Figura 4. Gráfico típico de tensión superficial vs. concentración en base Logarítmica del inhibidor de corrosión	29
Figura 5. Balance de fuerzas y ángulo de contacto	31
Figura 6. Solubilización de aceite desde la interfase hasta las micelas	32
Figura 7. Aceite removido desde la interfase por medio de emulsificación	32
Figura 8. Remoción de aceite mediante mecanismo de enrollamiento	33
Figura 9. Distribución de tamaño de partícula en una muestra de fluido del sistema	34
Figura 10. Muestra sólida #1 vista desde el lente del microscopio	35
Figura 11. Muestra sólida #2 vista desde el lente del microscopio	35
Figura 12. Apariencia física de la muestra solida #1 y el agua de inyección + dosificación de 10.000ppm de EC1509A, después de 3 horas a 110°F	36
Figura 13. Apariencia física de la muestra solida #2 y el agua de inyección + dosificación de 10.000ppm de EC1509A, después de 3 horas a 110°F	36
Figura 14. DSRL de Schmoo	37
Figura 15. Estudio de remoción dinámica de Schmoo.	38
Figura 16. Una muestra de “Schmoo” antes y después de la aplicación de EC1509A	39
Figura 17. Evaluación de compatibilidad con crudo y agua de producción	40
Figura 18. Evaluación de compatibilidad con crudo y agua de producción	41

Figura 19. Evaluación de compatibilidad con crudo y agua de producción	41
Figura 20. Distribución de tamaño de partícula en una muestra de fluido del sistema	43
Figura 21. Equipo para prueba de RCE	44
Figura 22. Resultados de la evaluación RCE para el producto Clean n Cor EC1509A	45
Figura 23. Equipo para la prueba de burbuja	46
Figura 24. Resultados de la prueba de burbuja para diferentes concentraciones de EC1509A	47
Figura 25. Pozo inyector de agua candidato para la prueba piloto	50
Figura 26. Facilidad en superficie para la toma de muestras del pozo inyector	53
Figura 27. Monitoreo a la concentración de aceite en agua (O/W) medido a la salida de la planta de inyección y cabeza de pozo 507	57
Figura 28. Monitoreo a la concentración de Solidos Suspendidos Totales (SST) medido a la salida de la planta de inyección y cabeza de pozo 507	58
Figura 29. Evidencia fotográfica de la depositación del spool de tubería seleccionado para validación de prueba Pozo 507	59
Figura 30. Seguimiento a la concentración de aceite en agua medido a la salida de la planta y en cabeza de pozo 507 AF: Antes de filtro 507 DF: Después filtro Cabeza	59
Figura 31. Seguimiento a la concentración de sólidos suspendidos totales medidos a la salida de la planta y en cabeza de pozo. 507 AF: Antes de filtro 507 DF: Después filtro Cabeza	60
Figura 32. Evidencia fotográfica inspección del spool	61
Figura 33. Evidencia fotográfica inspección del spool de tubería seleccionado para validación de la prueba	61
Figura 34. Valores promedio de las variables medidas Solidos Suspendidos Totales (SST). Aceite en agua (W/O) durante la línea base y durante la prueba	61

Figura 35. Registro de caudal de inyección de agua pozo 507 medido en cabeza de pozo usando dispositivo ultrasónico

62

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Parámetros fijados en Laboratorio durante la evaluación del producto EC1509A	34
Tabla 2. Resultado preliminar de la prueba de compatibilidad de crudo con agua de inyección	40
Tabla 3. Resumen de los resultados de la prueba de compatibilidad química con el agua y crudo de producción del campo	42
Tabla 4. Resultados de la prueba de tendencia a formar espuma	48
Tabla 5. Variables Claves durante la prueba	55
Tabla 6. Variables claves final de la prueba	55
Tabla 7. Costos de inversión relacionados con el recurso humano y recursos informáticos	64
Tabla 8. Costos asociados a la implementación de la tecnología Clean n Cor durante la prueba de campo	65
Tabla 9. Valores de referencia para estimar el retorno a la inversión	66
Tabla 10. Cálculo de retorno a la inversión (ROI)	67

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN FINANCIERA DE LA APLICACIÓN DE LA TECNOLOGÍA CLEAN N COR PARA EL CONTROL DE LA DEPOSITACIÓN DE SÓLIDOS EN EL SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA DE UN CAMPO PETROLERO DEL MAGDALENA MEDIO EN COLOMBIA*

AUTOR: Reyes Pérez Beltrán**

PALABRAS CLAVES: Corrosión, schmoo, sólidos, inyección de agua, limpieza.

DESCRIPCIÓN:

Los inhibidores de la corrosión inyectados en fluidos de producción pueden ser un método extremadamente eficaz para mitigar la corrosión en las tuberías. En muchos casos, se puede evitar el uso de aleaciones costosas si se utiliza el inhibidor de corrosión apropiado, lo que ahorra un gasto de capital significativo. Sin embargo, en algunos casos, el control de la corrosión en la infraestructura puede deteriorarse con el tiempo. Este suele ser el caso cuando se acumulan cantidades considerables de sólidos oleosos en la tubería. Este material, que se denomina afectivamente "schmoo", tiene el potencial de adsorber una cantidad significativa de inhibidor y forma un refugio seguro para las bacterias. Esto hace que sea difícil, si no imposible, que el mejor inhibidor de la corrosión sea efectivo.

Mediante la medición de las tensiones interfaciales de aceite y agua y los ángulos de contacto, se ha calculado el trabajo de adhesión de una gota de aceite en una superficie de acero de carbón sumergido en presencia de una serie de inhibidores de la corrosión. Se ha desarrollado una novedosa formulación inhibidora de corrosión multifuncional que es extremadamente efectiva para eliminar los depósitos oleosos de la superficie interna de las tuberías. La efectividad se ha demostrado en una serie de estudios dinámicos de eliminación 'schmoo'. La formulación también se muestra como un inhibidor de la corrosión extremadamente eficaz.

Se ve que el nuevo inhibidor multifuncional exhibe un rendimiento de inhibición superior a los productos de alto rendimiento existentes. Además, se muestra que el producto evita la deposición de 'schmoo' en una tubería y lo elimina de un sistema previamente contaminado. La remoción resultó en un aumento significativo en las tasas de inyección de agua y un aumento asociado en la producción de petróleo.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos, Maestría de Petróleos y Gas, Director: M.Sc. Nicolás Santos.

ABSTRACT

TITLE: FINANCIAL EVALUATION OF THE APPLICATION OF CLEAN N COR TECHNOLOGY FOR THE CONTROL OF SOLID DEPOSIT IN THE WATER INJECTION SYSTEM OF A MAGDALENA MEDIO OIL FIELD IN COLOMBIA*

AUTHOR: Reyes Perez Beltran**

KEYWORDS: Corrosion, schmoos, solids, water injection, cleaning.

DESCRIPTION:

Corrosion inhibitors injected into production fluids can be an extremely effective method of mitigating corrosion in pipelines. In many cases, the use of expensive alloys can be avoided if the appropriate corrosion inhibitor is utilized, saving significant capital expenditure. In some cases however, corrosion control in the infrastructure may deteriorate over time. This is often the case when significant quantities of oily solids accumulate in the pipeline. This material, which is affectionately termed 'schmoos', has the potential to adsorb a significant quantity of inhibitor and forms a safe haven for bacteria. This makes it extremely difficult, if not impossible, for even the best corrosion inhibitor to be effective.

Through measuring oil-water interfacial tensions and contact angles, the work of adhesion of an oil drop on a submerged carbon steel surface has been calculated in the presence of a series of corrosion inhibitors. A novel multifunctional corrosion inhibitor formulation has been developed that is extremely effective at removing oily deposits from the internal surface of pipelines. The effectiveness has been demonstrated in a series of dynamic 'schmoos' removal studies. The formulation is also shown to be an extremely effective corrosion inhibitor.

Results from recent field evaluations with this new product corroborate laboratory findings. The new multifunctional inhibitor is seen to exhibit superior inhibition performance to existing high performance products. Additionally, the product is shown to both prevent the deposition of 'schmoos' in a pipeline and remove it from a previously fouled system. The removal resulted in a significant increase in water injection rates and an associated increase in oil production.

* Degree work for a master

** Physic-chemist Engineering Faculty, Petroleum Engineering School, Magister of Petroleum and Gas, Director: M.Sc. Nicolas Santos.

INTRODUCCIÓN

Vivimos hoy, en un mundo dominado por el uso de energía. La población mundial continúa aumentando, se está experimentando un crecimiento industrial dramático en India y China, y la incertidumbre sobre las reservas mundiales definitivas de petróleo y gas ha dado lugar a una conciencia renovada de la naturaleza finita de uno de nuestros recursos naturales más importantes.¹ Para cumplir con este importante crecimiento en la demanda, la exploración se está trasladando a ubicaciones de aguas ultra profundas inexploradas y se está considerando la producción desde ubicaciones que anteriormente se consideraban fuera de los límites. Además, gran parte de la infraestructura de producción existente en el mundo opera mucho más allá de su 'vida de diseño original'. Esto crea importantes desafíos técnicos en todas las áreas de producción, sin embargo, ninguno es más desafiante que el de preservar la integridad de la infraestructura del activo.

A pesar de que la inyección de inhibidores de corrosión en los fluidos de producción puede ser una alternativa extremadamente rentable a la hora de mitigar la corrosión en las tuberías de acero al carbono, los inhibidores carecen de valor si no pueden alcanzar la pared de la tubería que se quiere proteger. Este es un problema particular en las tuberías de producción que presentan sólidos acumulados que evitan que incluso el mejor inhibidor alcance la pared².

El rendimiento se determina típicamente en el campo mediante el uso de varias técnicas, incluidas sondas de resistencia eléctrica, mediciones de cupones y lecturas de inspección. Sin embargo, en algunos casos, el rendimiento de un programa de inhibición de la corrosión puede deteriorarse con el tiempo. Este es

¹ The End of Oil, Paul Roberts, ISBN 0-618-23977-4.

² Y. Zhang, J. Moloney, S. Mancuso, "Understanding factors affecting corrosion inhibitor performance in under-deposit testing with sand". CORROSION/2013, paper no C2013-2575

particularmente el caso en sistemas que tienden a acumular cantidades significativas de sólidos³.

El Dr. David Horsup menciona: "Si bien el espesor de los lodos aceitosos en una tubería puede variar de sólo unos pocos milímetros a varios centímetros, el resultado es el mismo: el lodo puede adsorber cantidades significativas de inhibidor de corrosión, evitar que el inhibidor llegue a la pared de la tubería y además actuar como un nicho ideal para que las bacterias crezcan", dijo. Estas bacterias típicamente producen subproductos muy corrosivos durante su ciclo metabólico, provocando el conocido y potencialmente agresivo proceso de corrosión influenciada microbiológicamente (MIC).

En lugar de invertir una gran cantidad de tiempo y recursos en el desarrollo de un nuevo paquete de inhibidor de la limpieza / corrosión, ¿por qué no mirar métodos más convencionales de mantener la línea limpia? "Claramente, el mejor enfoque es evitar que los componentes problemáticos en los fluidos de producción se depositen dentro de la tubería", comenta Horsup. "Si bien esto puede lograrse hasta cierto punto mediante un manejo cuidadoso del proceso de producción, rara vez se puede lograr un control completo".

Esta realidad obligó a la División de Servicios de Energía de Nalco Company a iniciar un exhaustivo esfuerzo de investigación encaminado a comprender los factores involucrados en la eliminación exitosa de los sólidos adheridos a la superficie interna de las líneas por medios químicos y desarrollar una formulación que pudiera eliminar efectivamente estos sólidos y mitigar la corrosión agresiva. Como resultado, se desarrolló una solución a este problema con la introducción de Clean n Cor, una tecnología específicamente desarrollada para eliminar los depósitos de lodos aceitosos y formar una barrera protectora contra la corrosión.

³ W.M. Hedges, K. Sprague, T. Bieri, H. Chen, NACE 2006, Paper 06120

El trabajo descrito en este documento presenta la base científica para el desarrollo y la calificación de dicho producto y los resultados para las evaluaciones de laboratorio y de campo.

A partir de lo anteriormente expuesto, se ha considerado la aplicación y evaluación financiera de la tecnología Clean n Cor para el control de la depositación de sólidos en el sistema de inyección de agua de un campo petrolero del Magdalena Medio en Colombia.

1. SITUACIÓN PROBLEMÁTICA Y GENERALIDADES DE LA TECNOLOGÍA CLEAN N COR

1.1 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

A pesar de que la inyección de inhibidores de corrosión en los fluidos de producción puede ser una alternativa extremadamente rentable a la hora de mitigar la corrosión en las tuberías de acero al carbono, los inhibidores carecen de valor si no pueden alcanzar la pared de la tubería que se quiere proteger. Este es un problema particular en las tuberías de producción que presentan sólidos acumulados que evitan que incluso el mejor inhibidor alcance la pared⁴.

La acumulación de sólidos plantea un desafío adicional en los campos petroleros que cuentan con inyección de agua para mantener la producción. Los sólidos pueden generar taponamientos en los filtros o reducir la garganta de poro en la formación, lo que resulta en menores tasas de inyección de agua y menores tasas de producción también.

Los depósitos resultantes tienen que ser eliminados físicamente de la tubería, típicamente a través de operaciones de pigging de mantenimiento. Sin embargo, en muchos campos con una infraestructura más antigua, los lanzadores y los receptores del limpiador no se pueden instalar, e incluso si están, la configuración pudo haber cambiado. A menudo es muy difícil, e incluso imposible, lanzar un marrano de limpieza por una línea como esa. Además, las operaciones de pigging pueden generar afectaciones al proceso, pérdida de producción, costos de Opex significativos y desafíos en materia de HSE⁵.

⁴ Y. Zhang, J. Moloney, S. Mancuso, "Understanding factors affecting corrosion inhibitor performance in under-deposit testing with sand". CORROSION/2013, paper no C2013-2575

⁵ Bob Winters, Williams, Cleaning Pig Designs and Applications, NACE Central Area Conference, 2014

Idealmente, en tales casos, la aplicación de un químico que podría eliminar los depósitos y proteger el sistema de la corrosión causada por la presencia tanto de especies ácidas naturales como de acción bacteriana, sería altamente deseable. Si este producto pudiera aplicarse continuamente a baja concentración en los fluidos, esto evitaría que la tubería saliera de servicio y la consiguiente pérdida de ingresos.

1.2 DESCRIPCIÓN DE LA TECNOLOGÍA

La tecnología Clean n Cor es una fórmula multifuncional que elimina simultáneamente los sólidos impregnados de aceite de los sistemas de producción e inyección y al mismo tiempo proporciona la mejor inhibición de la corrosión en sistemas agrios altamente agresivos.

Para los sistemas de inyección y/o agua de producción, la dosis inicial generalmente oscilará entre 5-20 PPM para iniciar el proceso de limpieza. Posteriormente, la dosis debe aumentarse a 50-100 PPM para maximizar la inhibición de la limpieza / corrosión. Posteriormente, en función de los resultados de los monitoreos, la dosis puede optimizarse hasta un rango de tratamiento de 20-50 PPM.

Para sistemas de producción multifásicos, Clean n Cor debe inyectarse lo más arriba posible en el sistema de producción como sea posible para proteger todos los componentes del sistema. La dosificación inicial generalmente variará entre 5-20 PPM en función de la producción de agua.

Posteriormente, la dosis debe aumentarse a 50-100 PPM. Luego de esto, y en función a los resultados y monitoreos, la dosis puede optimizarse.

1.2.1 Usos Principales. Clean n Cor es un inhibidor de la corrosión soluble en agua que presenta la tecnología patentada de Nalco que está diseñada para limpiar

sistemas muy sucios y proporcionar una inhibición de corrosión superior en la superficie de la tubería.

Este producto también se ha utilizado para maximizar la inyección de agua en donde los sólidos impregnados de aceite restringen el flujo y limitan las tasas de inyección de agua.

1.2.2 Beneficios. El mejor producto multifuncional de su clase que limpia el sistema y evita la depositación de sólidos.

- ✓ Elimina schmoos, sólidos oleosos / lodos, de los sistemas de tuberías.
- ✓ Altamente eficaz para mitigar la corrosión microbiológicamente influenciada (MIC)
- ✓ Inhibidor de corrosión extremadamente eficaz para los entornos de corrosión más desafiantes que se encuentran en los sistemas de producción
- ✓ Mejora los ingresos mediante el aumento de la inyección de agua mediante la limpieza continua de la arena.
- ✓ Se puede usar en sistemas de gas multifase, acuoso o húmedo.

El Clean n Cor EC1509A es, por ejemplo, extremadamente eficaz para movilizar sólidos en la fase acuosa durante la limpieza de las corridas de marranos. Un método eficaz de aplicar el producto en este tipo de aplicación es colocar la píldora química entre dos marranos, permitiendo el máximo tiempo de contacto posible.

La limpieza interna es quizás el aspecto más importante de cualquier programa de gestión de integridad de tuberías. Los beneficios de un sistema limpio incluyen un control mucho mejor del crecimiento microbiológico y evita el ataque de picaduras sub-depósito. Además, una superficie metálica limpia mejora en gran medida la eficacia de cualquier programa de inhibición de la corrosión al permitir un contacto más íntimo del inhibidor con la superficie metálica.

Finalmente, como lo indican los datos de laboratorio y los ensayos de campo, la tecnología Clean n Cor es un excelente inhibidor de la corrosión soluble en agua que dejará una película química protectora después del proceso de limpieza, incluso después de la exposición al oxígeno atmosférico.

Figura 1. Registro fotográfico de un marraneo de una línea



Figura 2. Registro fotográfico de un marraneo de una línea que fue expuesta a la aplicación de la tecnología Clean n Cor



1.3 CASOS DE ÉXITO EN OTROS PAÍSES

1.3.1 Caso de estudio No. 1⁶. Un cliente ubicado en Kansas realizó inyección de agua en una formación de arena para aumentar la producción. Había una gran cantidad de aceite y sulfuro de hierro que se estaba inyectando en la formación, lo que resultaba en un aumento de la presión de inyección.

El cliente decidió realizar la prueba en campo de Clean n Cor EC1509A en un pozo de inyección de 620 pies de profundidad para tratar de mejorar la inyectividad del agua. La tasa de dosificación inicial fue de 100 partes por millón (ppm) con una tasa de inyección de agua de 611 barriles por día (bbl / día) a 515 psi.

Dos semanas después de la inyección inicial, la presión del sistema disminuyó a 400 psi y la velocidad de inyección aumentó a 774 bbl / día. Tres semanas después, el cliente pudo elevar la tasa de inyección de agua a 950 bbl / día elevando la presión a 500 psi.

1.3.2 Caso de estudio No. 2. Un cliente ubicado en Colorado estaba experimentando restricciones en un pozo disposal de agua. El arrastre de petróleo y el sulfuro de hierro estaban ensuciando el pozo disposal, y la inyectividad del agua estaba disminuyendo. El cliente estaba inyectando 800 bbls / día de agua en el pozo de inyección y enviando 1.700 bbls / día a un pozo de disposición de aguas residuales de tierras abiertas. El pozo estaba funcionando a 150 psi, con una profundidad de inyección de 5,000 pies en una formación de arena.

El EC1509A se inyectó a 100 ppm para tratar de remediar el problema. Debido a la profundidad y el grado de suciedad, no se detectaron cambios en el sistema después de que se bombeó el primer tambor de 55 galones al pozo.

⁶ Water Injection Well Stimulation Using Clean n Cor EC1509A. Case Study CH-758

Un segundo tambor fue bombeado a 20 ppm. Después de 48 horas en el segundo tambor, el pozo pasó de 150 psi a 3 pulgadas de vacío. La inyección de agua aumentó a 2,500 bbls / día en el pozo disposal, lo que permite al cliente no enviar agua al pozo.

1.3.3 Caso de estudio No. 3. Durante años, un cliente en Colorado realizó la inyección de una gran cantidad de petróleo en un pozo disposal. El pozo se taponaría debido a la acumulación de sólidos que conduciría a altas presiones de inyección. Las tasas de inyección de agua en el pozo disposal fueron de 5,500 bbls / día a 820 psi. Había nueve pozos capaces de producir, pero el cliente solo podía operar siete. Los otros dos fueron cerrados debido a las restricciones de presión en la eliminación de fluido. El sistema se apagaría automáticamente si la presión alcanzara 1,000 psi. El pozo de eliminación tenía 5,000 pies de profundidad en una formación de arena.

Inicialmente se inyectó 100 ppm de EC1509A durante tres días, y luego se redujo la dosis a 20 ppm. Durante el cuarto día de uso de la nueva tecnología Clean n Cor, la presión había disminuido a 780 psi, permitiendo que el octavo pozo de producción se pusiera en línea. Esto también contribuyó con otros 1.300 barriles de líquidos producidos por día. La presión continuó descendiendo durante los siguientes siete días a 680 psi, lo que corresponde a una tasa de inyección de agua de 6.800 bbl / día.

1.3.4 Caso de estudio No. 4⁷. La tubería en cuestión está ubicada en el este de Texas y es parte de un sistema de recolección de gas propiedad de un operador independiente. La línea de dieciséis pulgadas y 36 millas se clasifica como una línea de transmisión de gas (diseñada para manejar gas seco), pero desde que se puso

⁷ Pipeline Cleanup Using EC1509A. Case Study CS-479.

en servicio en 1989, ha manejado consistentemente gas húmedo, incluida la producción de "flujo completo de pozos". Actualmente, la línea transporta alrededor de 7,5 MMCF / día de gas a 950 psi, y no ha sido regularmente marraneada o tratada químicamente hasta hace poco.

La línea ha experimentado múltiples fallas de corrosión internas, comenzando en el 2004. Las fallas se han atribuido a un ataque por debajo del depósito en el tercio inferior de la línea, asociado con la actividad microbiológica. La acumulación de componentes pesados en la línea se confirmó visualmente y los análisis de laboratorio identificaron que los componentes principales eran sulfuro de hierro, hidrocarburo, arena y biomasa. La solución ideal incluiría una combinación de productos químicos para limpiar e inhibir la tubería.

Como parte del programa de restauración de esta tubería, se requirió una limpieza interna completa. Se propuso una limpieza de prueba para un segmento de 2.77 millas de la línea que se sabía que estaba gravemente contaminada. La línea fue excavada y abierta en cada extremo de este segmento, y se instaló un equipo de poda temporal. Se completaron tres series de limpieza primaria, utilizando una píldora de EC1509A (Clean n Cor) mezclada en agua dulce y empaquetada entre dos equipos de marraneo de tipo poli. La primera ejecución utilizó una píldora química compuesta por 25 galones de químicos mezclados en 15 barriles de agua dulce, mientras que la segunda aplicación utilizó 25 galones de EC1509A mezclados en 130 barriles de agua. La píldora química de limpieza final incluía 150 galones de químico mezclado con 130 barriles de agua. Los marranos corrieron a baja velocidad, entre 2 y 3 fps. Se completaron varias corridas de marrano adicionales utilizando tanto el marrano T.D. Williams PitBoss como varios tipos de marrano de espuma. Las últimas ejecuciones se asociaron principalmente con operaciones de hidroevaluación y deshidratación. El ciclo final de secado utilizó 25 galones de EC1509A mezclado con 125 galones de MeOH diseñado para inhibir químicamente y secar la línea antes de que vuelva a funcionar.

La prueba de limpieza de tuberías fue notablemente exitosa. El EC1509A fue muy eficiente para movilizar los sólidos en la línea en presencia de agua, con el resultado final de una tubería excepcionalmente limpia y bien inhibida.

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo General. Realizar la evaluación técnico económica de la aplicación de la tecnología Clean n Cor para controlar la depositación de sólidos en las líneas de inyección de agua.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Verificar la distribución del tamaño de micropartículas del sistema donde se desea evaluar la tecnología.
- Evaluar a nivel de laboratorio el producto químico que se desea probar en campo, asegurando que disuelva el mayor porcentaje de la muestra sólida a evaluar.
- Realizar las pruebas de compatibilidad química con los fluidos del campo.
- Evaluación de desempeño de la tecnología como inhibidor de corrosión.
- Llevar a cabo una prueba piloto en campo para validar los resultados obtenidos en las pruebas de laboratorio.
- Realizar un estudio de factibilidad técnico económica para la implementación de esta tecnología en el campo estudio.

1.5 JUSTIFICACIÓN

- Incremento en los volúmenes de inyección de agua.
- Evitar el taponamiento de los pozos inyectoros y la acumulación de depósitos en las líneas.
- Reducción de costos totales de mantenimiento.

- Evitar corrosión bajo depósito y corrosión microbiana.

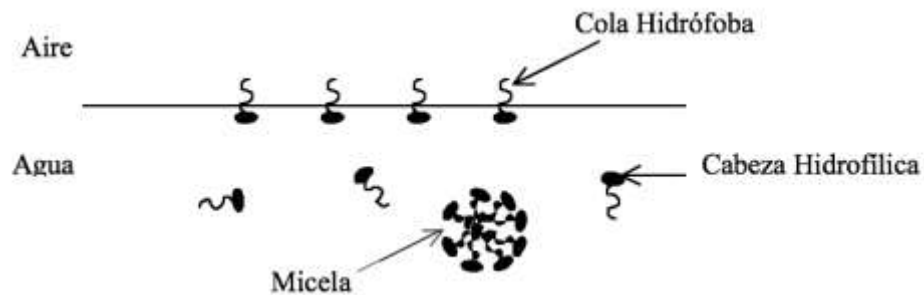
2. PROTOCOLO DE ANÁLISIS PARA VALIDACIÓN E IMPLEMENTACIÓN DE LA TECNOLOGÍA CLEAN N COR



La tensión superficial es una medida del trabajo requerido para formar un área unitaria de interfaz entre una fase líquida y aire⁸. Esto puede expresarse como un trabajo por unidad de área ($\text{mJ}\cdot\text{m}^{-2}$) o como una fuerza por longitud ($\text{mN}\cdot\text{m}^{-1}$). Las moléculas tensoactivas, como los inhibidores de la corrosión presentes en la fase líquida, se adsorben en la interfaz líquido-aire y reducen la tensión superficial. Si el inhibidor se agrega al líquido en bajas concentraciones, existe como monómero en la masa o adsorbido en la superficie, bajando la tensión. A medida que aumenta la concentración, se alcanza un punto en el que no puede producirse más adsorción en la superficie y el exceso de inhibidor forma agregados conocidos como micelas. La concentración a la que esto ocurre se conoce como concentración crítica de micelas (CMC). Si el líquido es agua, estas micelas tendrán un núcleo formado a partir de las colas hidrófobas y una cubierta exterior formada a partir de grupos de cabeza hidrófilas. Esto se muestra en la Figura 3.

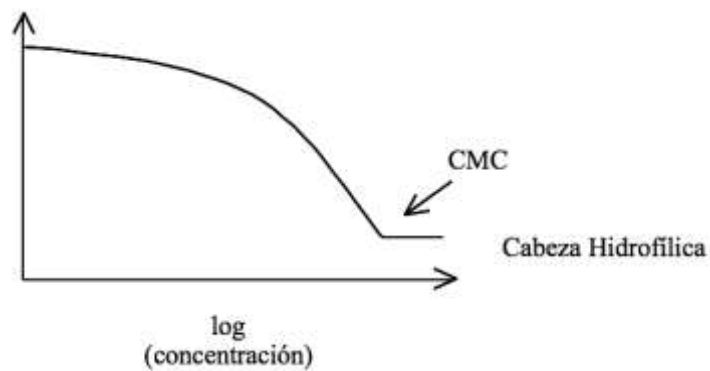
⁸ Surfactant Aggregation, J.H. Clint, ISBN 0-216-92905-9.

Figura 3. Molécula surfactantes



En general, un gráfico de la tensión superficial frente a la concentración logarítmica del inhibidor se parecerá a la Figura 4.

Figura 4. Gráfico típico de tensión superficial vs. concentración en base Logarítmica del inhibidor de corrosión



En la CMC no hay más adsorción en la superficie y, por lo tanto, no hay más cambios en la tensión superficial. En realidad, para los inhibidores de grado industrial con algunas impurezas, a menudo se observa un ligero aumento en la tensión después de que se ha excedido el CMC.

Si el aire es reemplazado por un aceite de hidrocarburo, así como una adsorción de inhibidor a la interfaz aceite-agua, también habrá una división del inhibidor entre las fases de aceite y agua, pero se aplican los mismos principios⁹.

Cuando una gota de aceite se acerca a una superficie sólida debajo del agua, hay dos interfaces existentes (agua-aceite y agua-sólido), cada una con su propia tensión. Cuando la gota de aceite entra en contacto con el sólido, se produce una reducción de cada una de estas interfaces y se crea una nueva interfaz (aceite sólido). La fuerza de la adhesión de esta gota al sólido está dada por¹⁰:

$$W = \gamma_{OW} + \gamma_{SW} - \gamma_{SO}. \quad (\text{Ecuación 1})$$

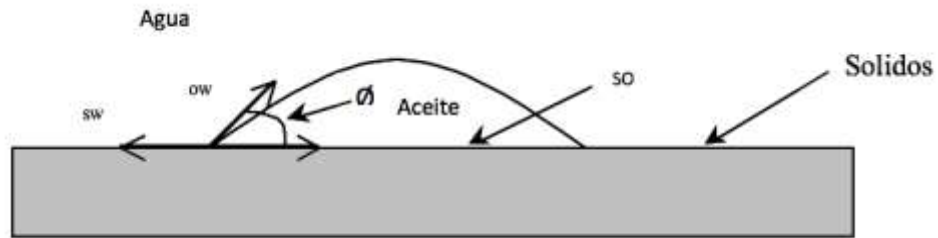
Donde W es el trabajo termodinámico de adhesión, γ_{OW} la tensión interfacial aceite-agua, γ_{SW} la tensión del agua sólida y γ_{SO} la tensión del aceite sólido. Cuando W es cero o negativo (es decir, el trabajo requerido para formar la nueva interfaz es igual o mayor que el trabajo requerido para formar la interfaz perdida), entonces el aceite no se adherirá a la superficie.

γ_{SW} y γ_{SO} , por lo tanto, no se puede medir directamente, entonces, ¿cómo podemos medir el trabajo de adhesión? Si consideramos que una gota de aceite se adhiere a una superficie bajo el agua donde se cruzan las tres interfaces, existe un equilibrio de fuerzas de las interfaces que da lugar a un ángulo de contacto (θ) del aceite con el sólido (Figura 5)

⁹ D.I. Horsup, J.C. Clark, B.P. Binks, J. Hicks, P.D.I. Fletcher, NACE 2007, Paper 07617

¹⁰ A. Dupré, Théorie Mécanique de la Chaleur, Paris, 1869.

Figura 5. Balance de fuerzas y ángulo de contacto



Para este sistema, la ecuación de Young¹¹ da:

$$\gamma_{SW} - \gamma_{SO} = \gamma_{OW} \cos\theta \quad (\text{Ecuación 2})$$

La combinación de esto con la ecuación 1 da

$$W = \gamma_{OW} (1 - \cos\theta) \quad (\text{Ecuación 3})$$

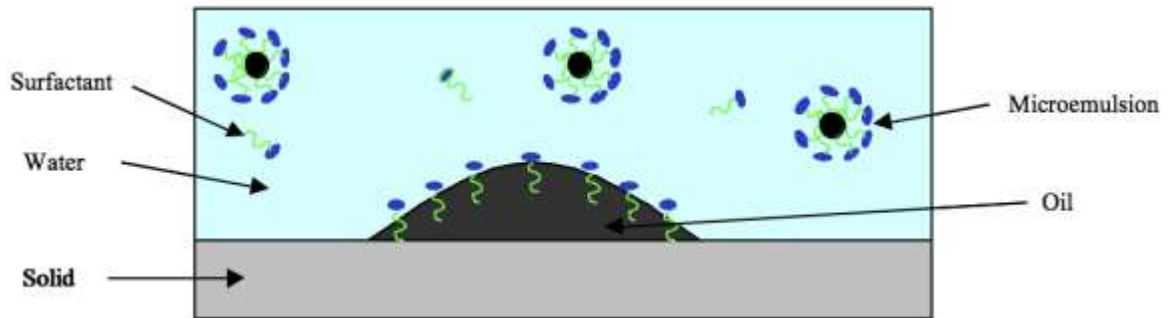
Por lo tanto, el trabajo de adhesión se puede calcular fácilmente a partir de la tensión interfacial de aceite-agua y el ángulo de contacto del aceite con el acero.

Hay tres mecanismos principales para la eliminación de aceite de una superficie mediante soluciones de surfactante. Estos son solubilización, emulsificación y enrollamiento.

La solubilización es cuando se incorpora aceite en los núcleos hidrofóbicos de micelas para formar una microemulsión termodinámicamente estable, Figura 6. Esto requiere altas concentraciones de surfactantes y grandes cantidades de micelas para eliminar el aceite en cualquier cantidad y no es tan importante como los otros dos mecanismos.

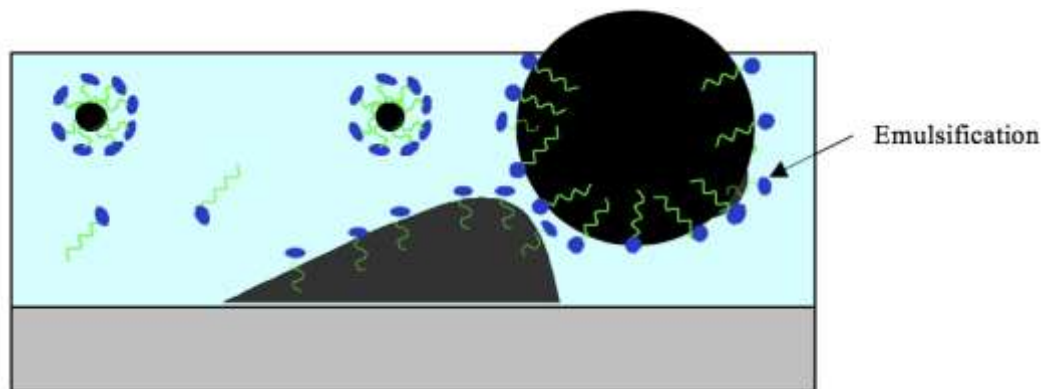
¹¹ T. Young, Phil. Trans. Royal Soc. (London), 1805, 95, 65.

Figura 6. Solubilización de aceite desde la interfase hasta las micelas



La emulsificación se produce cuando la adsorción del tensioactivo a la interfaz aceite-agua reduce la tensión interfacial hasta tal punto que se puede formar fácilmente una nueva interfaz. La cizalla mecánica o incluso la flotabilidad natural del aceite permite que pequeñas gotas del aceite se liberen del cuerpo principal del aceite, Figura 7. Esto agota el surfactante en la interfaz aceite-agua, y el surfactante fresco se adsorbe de la fase acuosa, permitiendo el proceso se repite mientras haya suficiente surfactante presente.

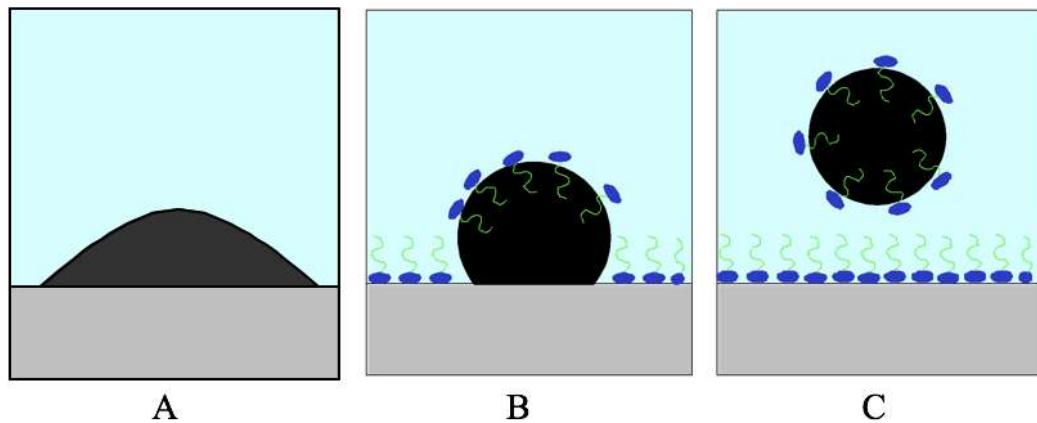
Figura 7. Aceite removido desde la interfase por medio de emulsificación



Se produce un mecanismo de enrollamiento cuando la adsorción de surfactante a las interfaces aceite-agua y agua-sólido causa un cambio en γ_{OW} y γ_{SW} . Las tres

fuerzas que actúan en la línea de contacto se reequilibran rápidamente para dar un nuevo ángulo de contacto y un trabajo de adhesión. Si el nuevo equilibrio es tal que W se reduce, el área de contacto entre el aceite y el sólido se contraerá y la gota se redondeará o se enrollará, Figura 8. Esta área de contacto reducida significa que la gota es más fácil de eliminar por medios mecánicos. Sin embargo, si W se reduce a cero, la gota saldrá espontáneamente de la superficie.

Figura 8. Remoción de aceite mediante mecanismo de enrollamiento

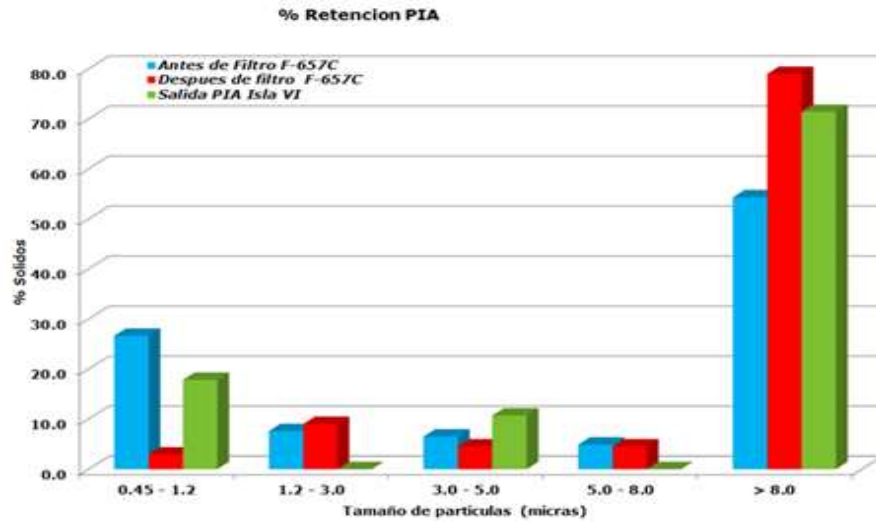


Mediante la medición de la tensión interfacial aceite-agua y el trabajo de adhesión de una gota de aceite interactuando con una superficie de acero bajo agua para varios surfactantes (inhibidores de corrosión) debería ser posible predecir qué mecanismo de eliminación domina y qué producto exhibe la mejor detergencia.

2.1 CARACTERIZACIÓN DEL FLUIDO

2.1.1 Pruebas de Laboratorio. La distribución del tamaño de partícula en la PIA y pozos inyectoros indican que la mayoría de los sólidos presentan tamaños mayores a 8 micras y un porcentaje significativo, tamaños entre 0.45 y 1.2 micras.

Figura 9. Distribución de tamaño de partícula en una muestra de fluido del sistema



Para las pruebas de laboratorio se tuvieron en cuenta y bajo control los parámetros relacionados en la tabla 1:

Tabla 1. Parámetros fijados en Laboratorio durante la evaluación del producto EC1509A

Producto: EC1509A @ 80 ppm
Material de la tubería: 1018 Carbon steel
Material expuesto: Muestra de 'Schmoo'
Salmuera sintética del campo
Temperatura = 120°F
Sistema saturado con CO2
Velocidad de fluido: 2 ft/min

2.1.1.1 Pruebas de Disolución Progresiva. Las muestras fueron recuperadas durante intervenciones del pozo inyector candidato.

Figura 10. Muestra sólida #1 vista desde el lente del microscopio



En el laboratorio se adelantaron marchas de disolución progresivas utilizando agua de Inyección de la estación y la tecnología química.

Figura 11. Muestra sólida #2 vista desde el lente del microscopio



Se utilizaron botellas de pruebas en las cuales se dosificaron 100ml de Agua de Inyección y 0.2 gramos aproximadamente de la muestra sólida. Una vez se obtiene esta preparación inicial, cada botella de prueba es sometida a temperatura; permitiéndose que el agua de Inyección alcance una temperatura de 110°F, una vez se obtiene la temperatura deseada se procede a dosificar la tecnología química EC1509A, a una concentración conocida.

Figura 12. Apariencia física de la muestra solida #1 y el agua de inyección + dosificación de 10.000ppm de EC1509A, después de 3 horas a 110°F



Figura 13. Apariencia física de la muestra solida #2 y el agua de inyección + dosificación de 10.000ppm de EC1509A, después de 3 horas a 110°F

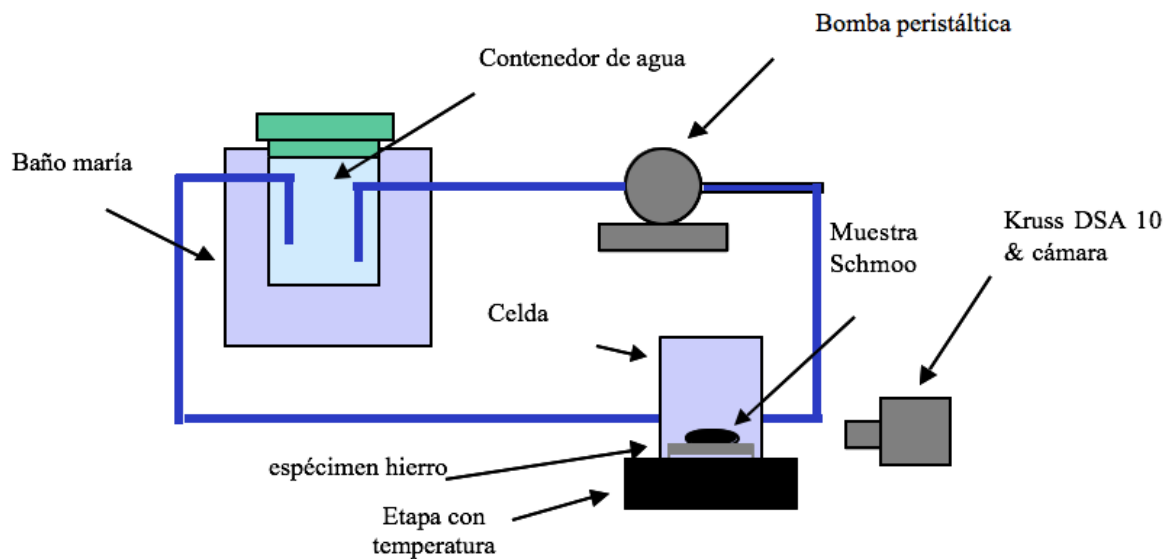


De acuerdo a las observaciones realizadas, se concluye que la tecnología química EC1509A actúa satisfactoriamente en las dos muestras orgánicas, disolviendo las mismas progresivamente y se confirma que la tecnología es totalmente miscible en el agua, lo cual no causa incompatibilidad.

2.1.1.2 Estudios Dinámicos de Eliminación de 'Schmoo'. La efectividad de varios inhibidores de corrosión para eliminar el "schmoo" de las superficies de acero se determinó utilizando el Dynamic Removal Loop (DSRL) de "Schmoo". El DSRL se muestra esquemáticamente en la Figura 4. La celda de prueba de vidrio

transparente contenía un cupón de acero 1018 recién pulido en la base. Se usó una bomba peristáltica para hacer circular la salmuera que contiene el inhibidor de la corrosión de interés desde un depósito de 400 ml a través de la celda a una velocidad de 0,33 litros por minuto. Esto correspondió a una velocidad lineal de 0.8 m / min. El depósito se mantuvo en un baño maría a 122 °F, y la celda de prueba se colocó en un escenario calentado a la misma temperatura.

Figura 14. DSRL de Schmoo



Se colocó un espécimen de acero dulce 1018 pre-pesado recién pulido en la celda vacía y se aplicó a la superficie una masa conocida de "schmoo". La muestra fue fotografiada usando un aparato de ángulo de contacto Kruss DSA 10. Debido a la irregularidad de la forma del 'Schmoo' no fue posible medir un ángulo de contacto. La celda se llenó con salmuera y comenzó la circulación. Se tomaron videos y fotografías de la muestra durante la evaluación.

Al final de la prueba, la muestra de acero que contenía el "schmoo" se retiró de la celda y se dejó secar al aire. La muestra se volvió a pesar. El "schmoo" se eliminó

posteriormente y la muestra de acero solo se pesó para tener en cuenta cualquier pérdida de metal por la corrosión durante la prueba. La cantidad de 'schmoo' eliminada durante la evaluación se calculó.

Figura 15. Estudio de remoción dinámica de Schmoo.

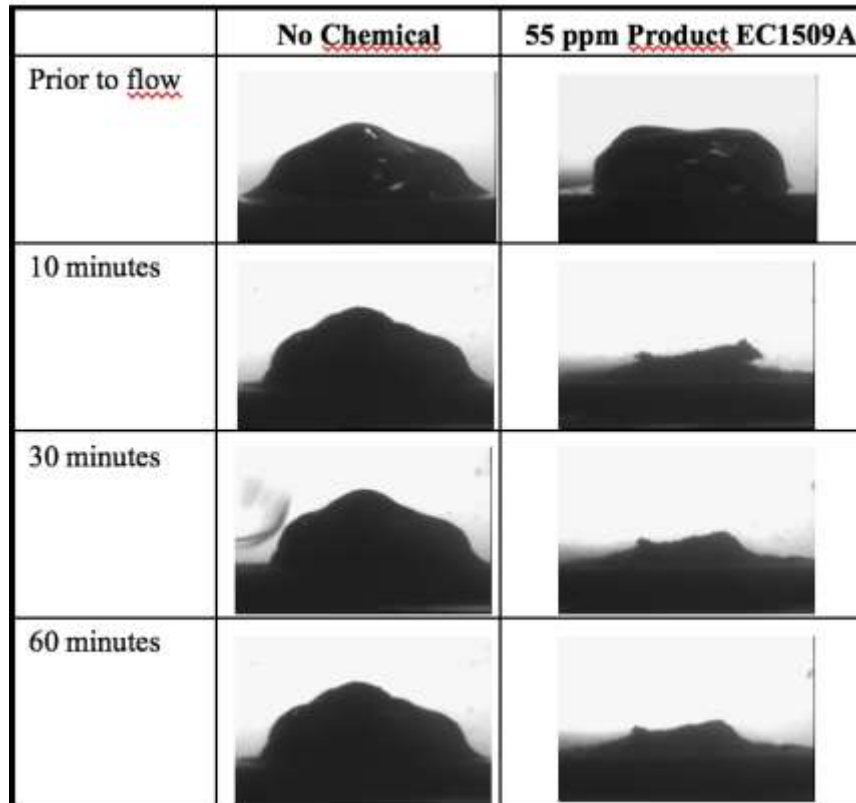
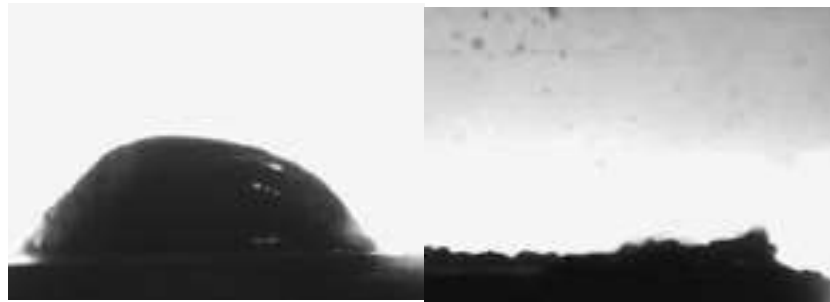


Figura 16. Una muestra de “Schmoo” antes y después de la aplicación de EC1509A



2.1.2 Caracterización del Producto. Medición de densidad, y solubilidad del producto EC1509A.

Forma	Líquido
Apariencia	Ambar
Densidad relativa:	0.9 @ 15.5 °C
Densidad:	7.5 lb/gal
Solubilidad en agua:	Miscible.
Ingredientes peligrosos:	propan-2-ol; alcohol isopropílico, Metanol
Clasificación NFPA:	Salud: 3
Inflamabilidad:	3
Inestabilidad:	0

2.1.3 Compatibilidad. Realizar compatibilidad entre el agua de inyección, agua de producción y crudo y el producto EC1509A.

Tabla 2. Resultado preliminar de la prueba de compatibilidad de crudo con agua de inyección

RESULTADOS PRUEBA DE COMPATIBILIDAD CLEAN&COR		
Temperatura	130°F	
Matriz	Crudo+Agua de Inyección (50:50)	
Concentración Clean&Cor	100 ppm	
Mezclas		
Crudo+Agua de producción EC1509A		Registro Fotográfico (Final)
Emulsion	Si	
Tiempo de resolución (mm:ss)	01:54	
Fases	2	
Calidad del agua	Agua casi traslúcida con baja retención de aceite.	

Figura 17. Evaluación de compatibilidad con crudo y agua de producción



Figura 18. Evaluación de compatibilidad con crudo y agua de producción



Figura 19. Evaluación de compatibilidad con crudo y agua de producción



Tabla 3. Resumen de los resultados de la prueba de compatibilidad química con el agua y crudo de producción del campo

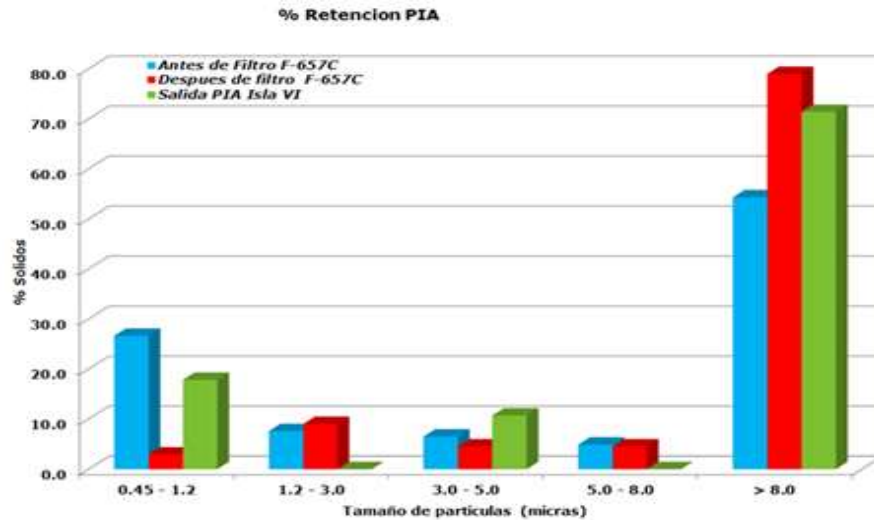
Botellas	Proporción de agua y crudo de producción	Aplicación de producto químico	Caída de agua (mL)	Calidad de interfase	Calidad de pared de botella	Calidad de agua	Precipitación
1	30% agua y 70% crudo	100 ppm de RD y 20 ppm de AF	29	Excelente	Buena	Buena	No
2	30% agua y 70% crudo	100 ppm de RD y 20 ppm de AF + 500 ppm de C&C	29	Excelente	Buena	Buena	No
3	30% agua y 70% crudo	100 ppm de RD y 20 ppm de AF + 1.000 ppm de C&C	30	Excelente	Regular	Buena	No
4	50% agua y 50% crudo	100 ppm de RD y 20 ppm de AF	50	Excelente	Buena	Buena	No
5	50% agua y 50% crudo	100 ppm de RD y 20 ppm de AF + 500 ppm de C&C	50	Excelente	Buena	Buena	No
6	50% agua y 50% crudo	100 ppm de RD y 20 ppm de AF + 1.000 ppm de C&C	50	Excelente	Regular	Buena	No
7	80% agua y 20% crudo	100 ppm de RD y 20 ppm de AF	80	Excelente	Buena	Buena	No
8	80% agua y 20% crudo	100 ppm de RD y 20 ppm de AF + 500 ppm de C&C	80	Excelente	Regular	Buena	No
9	80% agua y 20% crudo	100 ppm de RD y 20 ppm de AF + 1.000 ppm de C&C	80	Excelente	Regular	Buena	No

2.1.4 Distribución de Tamaño de Partícula (DTP). Medir tamaño de partícula a:

- Agua de inyección

La distribución del tamaño de partícula en la PIA y pozos inyectoros indican que la mayoría de los sólidos presentan tamaños mayores a 8 micras y un porcentaje significativo, tamaños entre 0.45 y 1.2 micras.

Figura 20. Distribución de tamaño de partícula en una muestra de fluido del sistema



2.1.5 Evaluación de Desempeño de la Tecnología Como Inhibidor de Corrosión. El inhibidor se evaluó para el rendimiento de protección contra la corrosión utilizando los métodos de prueba de burbuja y electrodo de cilindro giratorio (RCE). Las propiedades secundarias se observaron por la tendencia de la emulsión y las pruebas de tendencia al espumado.

2.1.5.1 Test del Electrodo de Cilindro Giratorio (RCE). La prueba del electrodo de cilindro giratorio (RCE) se seleccionó para probar el desempeño como inhibidor de corrosión del producto. La prueba RCE es una prueba de cizalla de baja a moderada, diseñada generalmente para funcionar a presión ambiente y temperaturas de hasta 180 °F (80 ° C). La Figura 21 proporciona una vista del equipo de prueba RCE.

Figura 21. Equipo para prueba de RCE



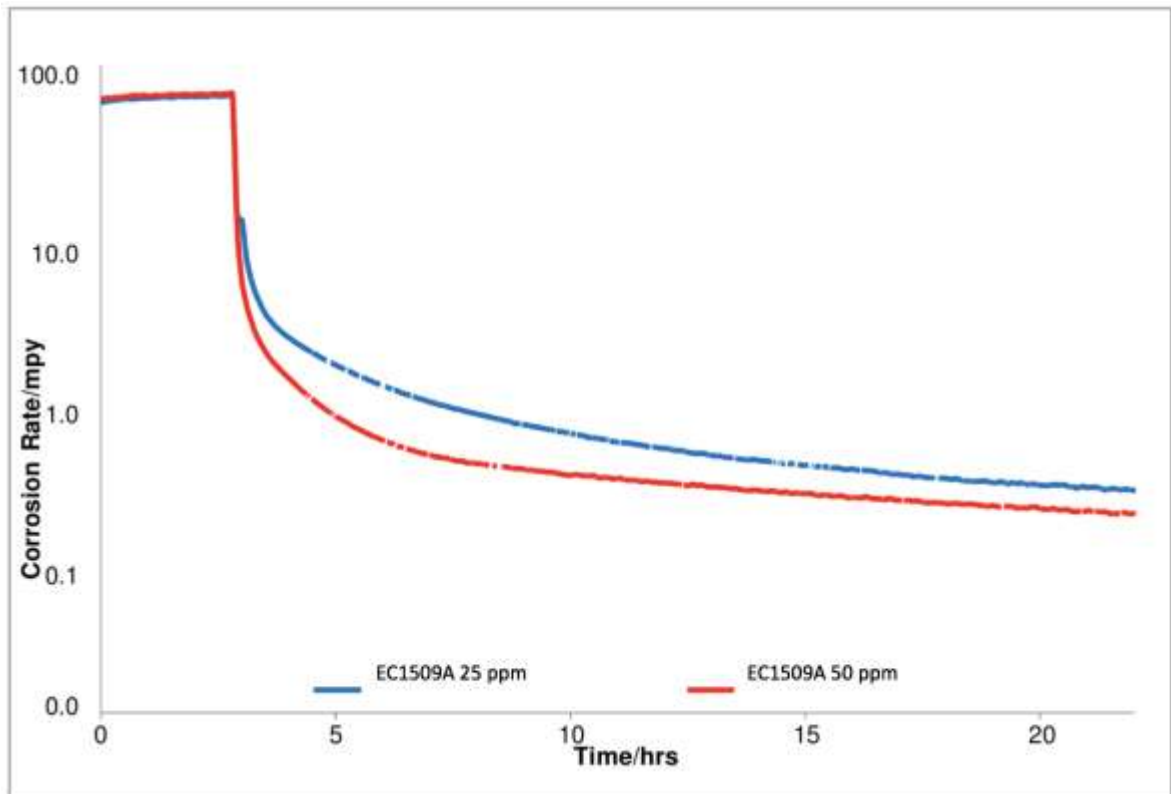
Se ensambló un vaso de vidrio de 1 litro y 5 facilidades con un electrodo de referencia, un contraelectrodo, un termopar y un tubo de burbujeo. El recipiente se llenó con una cantidad dada de salmuera y se calentó a la temperatura de prueba de 30 °C (86 °F) mientras se desaireaba con CO₂ a través del tubo de burbujeo. El electrodo se montó en un eje revestido de Teflón. El eje se unió a un rotador, y el cupón se bajó en el recipiente de prueba. El rotor se ajustó a la velocidad de rotación establecida. Se conectaron los cables de señal y se inició el escaneo LPR.

Después de ejecutar una línea de base de la tasa de corrosión desinhibida durante dos horas, el recipiente se dosificó con el producto.

La Figura 22 proporciona una representación visual de la velocidad de corrosión en tiempo real de cada recipiente de prueba antes y después de la inyección de la tecnología EC1509A. La tasa promedio de corrosión de referencia para las tres pruebas individuales fue 63.7 ± 1.1 mpy. La caída aguda en la velocidad de corrosión a las 2 horas muestra cuando el producto EC1509A se dosificó en la celda

RCE. Al final de la prueba (luego de 22 horas), la velocidad de corrosión de la línea base se redujo a ≤ 0.2 mpy después de la dosificación en ambas concentraciones. Se observó que la tecnología Clean n Cor EC1509A proporciona protección al cupón $\geq 99\%$ en ambas dosis.

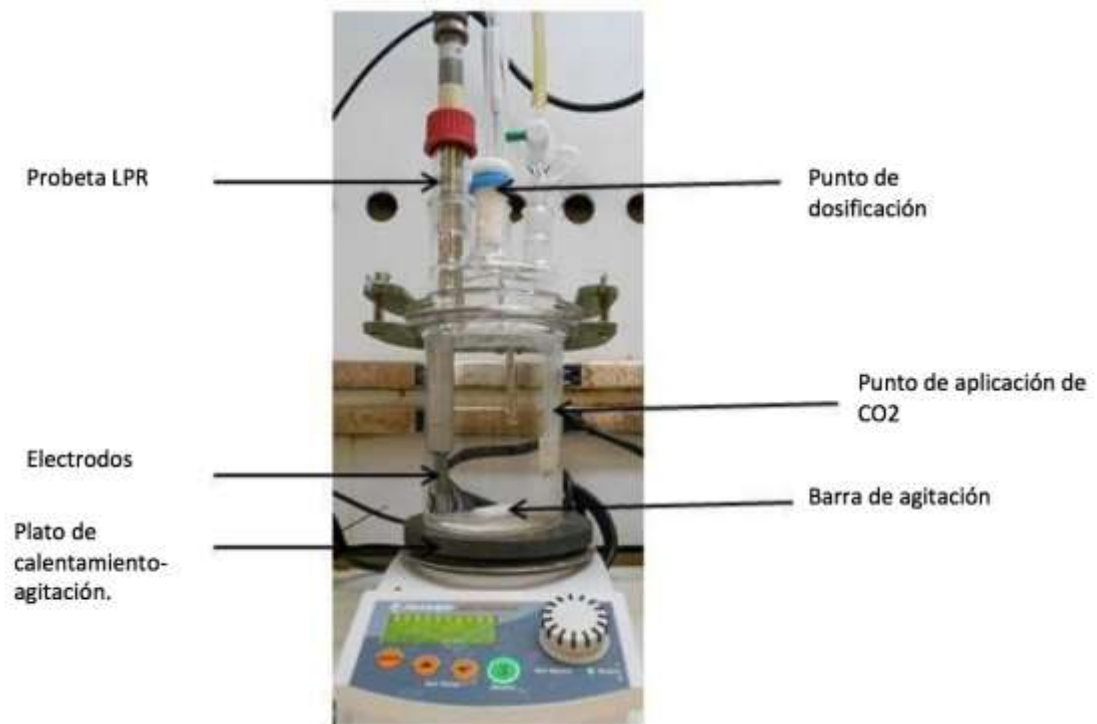
Figura 22. Resultados de la evaluación RCE para el producto Clean n Cor EC1509A



2.1.5.2 Prueba de Burbujas. La prueba de burbujas evalúa la capacidad de un inhibidor de corrosión para dividirse a través de una fase oleosa en una fase acuosa en condiciones de estancamiento o baja mezcla. Esta prueba simula áreas de bajo flujo, como piernas muertas y trampas de agua. En esta prueba, se dosificó una sustancia química en la fase de hidrocarburo mientras que las velocidades de corrosión se midieron mediante sondas de resistencia de polarización lineal (LPR). Esta prueba de detección general está diseñada para funcionar a presión ambiente

y temperaturas de hasta 194 °F (90 °C). La Figura 23 es una representación visual de la configuración experimental de la prueba de células de burbujas.

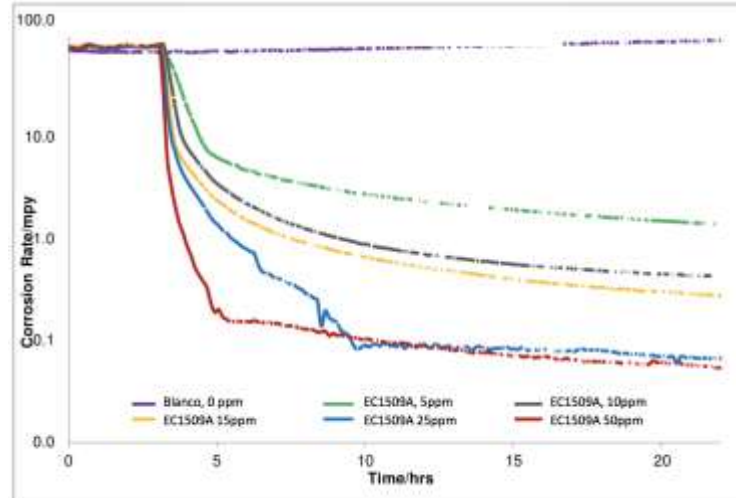
Figura 23. Equipo para la prueba de burbuja



Los fluidos de prueba consistieron en 50% de LVT-200 (queroseno) y 50% de salmuera sintética. La prueba se realizó a 30 °C (86 °F). Se llevaron a cabo líneas base de dos horas antes de la adición de los productos. La salmuera y el hidrocarburo se burbujearon con CO2 en las células de burbujas durante al menos 2 horas antes de la prueba para eliminar el oxígeno. Durante la prueba, la solución se cubrió con CO2 para disminuir la agitación y mantener una presión positiva. Se eligió una velocidad de agitación de 100 rpm para que fuera lo suficientemente alta para mantener el equilibrio térmico y lo suficientemente baja como para no promover la mezcla de dos fases. Los productos se dosificaron con base a los fluidos totales (1 litro).

La Figura 24 proporciona una representación visual de la velocidad de corrosión en tiempo real de cada recipiente de prueba antes y después de la inyección del EC1509A. El producto químico se inyectó a 5 concentraciones diferentes para observar la respuesta a la dosis. La tasa de corrosión en blanco fue de 85.2 mpy al finalizar la prueba (después de 22 horas). La caída aguda en la velocidad de corrosión a las 2 horas muestra cuando el EC1509A se dosificó en la celda de burbujas. Al final de la prueba, la velocidad de corrosión de la línea base se redujo a $\leq 1,4$ mpy después de la dosificación en todas las concentraciones. Se observó que el EC1509A proporciona protección al cupón $\geq 98\%$ en todo el intervalo de dosificación de 5 ppm a 50 ppm.

Figura 24. Resultados de la prueba de burbuja para diferentes concentraciones de EC1509A



2.1.5.3 Tendencia a Formar Espuma. Los fluidos de prueba consistieron en 50% de LVT-200 (queroseno) y 50% de salmuera sintética (la composición se muestra en la Tabla 3-1). La prueba se realizó a 30 ° C (86 ° F). Se llevaron a cabo líneas base de dos horas antes de la adición de los productos. La salmuera y el

hidrocarburo se burbujearon con CO₂ en las células de burbujas durante al menos 2 horas antes de la prueba para eliminar el oxígeno. Durante la prueba, la solución se cubrió con CO₂ para disminuir la agitación y mantener una presión positiva. Se eligió una velocidad de agitación de 100 rpm para que fuera lo suficientemente alta para mantener el equilibrio térmico y lo suficientemente baja como para no promover la mezcla de dos fases. Los productos se dosificaron en base a los fluidos totales (1 litro).

Los resultados de la prueba de tendencia a la formación de espuma se pueden observar en la Tabla 4. La prueba se realizó mezclando 10 ml de queroseno y 90 ml de salmuera (100 ml de volumen total) en un cilindro graduado de 250 ml. Se inyectó una dosis determinada de EC1509A en la mezcla. Una muestra en blanco, no dosificada con EC1509A, también se probó para proporcionar una comparación con las muestras tratadas. Se hizo fluir nitrógeno gaseoso a través de la mezcla durante 1 minuto. Las observaciones se realizaron a los 0, 5 y 10 minutos después de la agitación inicial.

Tabla 4. Resultados de la prueba de tendencia a formar espuma

tiempo (min)	Salmuera Blanco (mL)	Salmuera + 200 ppm de EC1509A (mL)
0	0	50
1	0	0
5	0	0
10	0	0

Se observó que la muestra en blanco no producía ninguna espuma. La muestra tratada con 200 ppm de EC1509A produjo un volumen de espuma de 50 ml después del flujo de nitrógeno inicial, que se dispersó después de 1 minuto. La tecnología

Clean n Cor EC1509A no debería presentar un alto riesgo de formación de espuma, de acuerdo con los resultados observados durante la prueba.

2.2 PROTOCOLO PARA PRUEBA DE CAMPO DE UN PRODUCTO QUÍMICO LIMPIADOR E INHIBIDOR DE CORROSIÓN EC1509A CLEAN N COR EN UN POZO INYECTOR DE AGUA

2.2.1 Antecedentes. El sistema de reinyección de agua del campo petrolero está conformado por una troncal principal que se ramifica en 5 multiplex de inyección los cuales distribuyen el agua a 24 pozos. El agua de inyección es una mezcla de agua de captación y agua de producción, esta última recibe un tratamiento mecánico y químico para la remoción de sólidos y grasas. Actualmente se están inyectando 55.000 BWPD en promedio.

Si bien el contenido promedio de aceite en el agua de inyección tratada (aprox. 2.0 ppm) y el de sólidos suspendidos (aprox. 5 ppm) es relativamente bajo, debido a deficiencias operativas, se han registrado episodios de baja calidad de agua los cuales han impactado sobre la cantidad de residuos sólidos que se depositan en las líneas de inyección propiciando eventos de corrosión bajo depósitos y corrosión inducida por bacterias (MIC).

A continuación, se presenta un resumen de los principales hallazgos de las inspecciones efectuadas en el circuito de inyección:

- Evaluación de corrosividad por medio de cupones gravimétricos registro alta velocidad de corrosión general y por picado (25 y 34 mpy).
- Durante trabajos de readecuación en la línea de descarga de bombas de inyección y bombas Booster se evidencio acumulación de material orgánico e inorgánico sobre las paredes de la tubería.

- Evidencia de ensuciamiento en el colector de descarga de las bombas Booster planta de inyección, mediante monitoreo con probeta de corrosión.
- Evidencia de ensuciamiento en la línea de llegada al pozo 531.

2.2.2 Alcance. Sistema involucrado:

- Multiplex Sector VI
- Pozo 507

2.2.3 Duración de la Prueba. La duración de la prueba es de 65 días. Sin embargo, si se encuentran resultados tangibles en un tiempo menor se evaluarían los resultados en mutuo acuerdo por Ecopetrol dando así por culminada la prueba.

2.2.4 Producto Químico a Evaluar

- Clean n Cor EC-1509A

2.2.5 Dosis de aplicación

- 15 días: 20 ppm
- 15 días: 50 ppm
- 20 días: 100 ppm
- 15 días: 50 ppm

Nota: El tiempo de duración de la prueba puede variar de acuerdo a los resultados obtenidos.

2.2.6 Punto de Inyección

Figura 25. Pozo inyector de agua candidato para la prueba piloto



Se recomienda instalar un quill de inyección retráctil en acero inoxidable, aunque en la MSDS no se especifica un valor de pH y en la MSG se muestra un valor de 0.7 mpy para el producto en contacto con acero al carbono.

2.2.7 Factores Clave de Éxito

- Pruebas de compatibilidad con otros productos químicos que se inyectan en el agua de inyección.
- Monitoreo permanente de las variables de proceso. (Barriles inyectados por día, presión de los equipos de superficie, presión de succión, presión en cabeza de pozo).
- Disponibilidad de producto Químico para 30 días de consumo.
- Disponibilidad de bomba con capacidad para inyección de químico.
- Evaluación de Riesgos de la Tarea.
- Cubrimiento de los resultados de la evaluación de riesgos.
- Procedimiento.
- Facilidades de instalación del producto en campo.
- Disponibilidad de bomba con capacidad para inyección de químico (Asegurar los repuestos de las partes internas de la bomba de inyección)
- Aprobación de la lista de Chequeo.

2.2.8 Procedimiento de Prueba

1. Establecer línea base del sistema durante 15 días, monitoreando y registrando el comportamiento de las siguientes variables:

2.2.9 Calidad de Agua

Análisis fisicoquímico:

Lugar: Cabeza de pozo 507 y Descarga Bombas Booster PIA

Variables: TSS, OnW, Hierro total, Turbidez.

Nivel Microbiológico: SRB. BPA.

2.2.10 Variables Operacionales

Condiciones de inyección del agua:

Registro de presión de inyección en cabeza de pozo. (Manómetro de cabeza)

Registro de flujo de agua inyectado por medidor de caudal portátil

Nota: Se debe realizar una medición del caudal al final de la línea base usando la técnica de trazadores, comparar el resultado obtenido con las mediciones hechas con el instrumento portátil.

2.2.11 Inspección

Inspección: Aislar el pozo 507.

- a. Retirar un spool de inspección en cabeza de pozo; Registrar el grado de depositación. En la fotografía se registra el spool propuesto para realizar la verificación.

Figura 26. Facilidad en superficie para la toma de muestras del pozo inyector



- b. Reemplazar los cartuchos de los filtros de cabeza.
- c. Primera etapa de prueba: Iniciar inyección del producto EC-1509A con una dosis de 20 ppm respecto al volumen total de agua inyectada. Mantener esta inyección durante 15 días.
- d. Monitoreo primera etapa: Definir la hora de inicio del tratamiento e iniciar un monitoreo antes y después del filtro cada dos horas durante el primer día. Realizar el análisis fisicoquímico con las mismas variables que se determinaron en el punto 1 de la línea base.
- e. Registrar el volumen de agua inyectada (Medición directa sobre la línea de entrada al pozo usando medidor portátil) y la presión de inyección (Manómetro en cabeza de pozo) diariamente.
- f. Segunda etapa de prueba: Una vez transcurridos los 15 días iniciales de prueba se debe ajustar la dosis del producto EC-1509A a 50 ppm respecto al volumen de agua inyectada. Mantener esta inyección durante 15 días.

- g. Monitoreo segunda etapa: Todos los días tomar 2 muestras de agua en cabeza del pozo 507 (Mañana y tarde) y realizar el análisis fisicoquímico con las mismas variables que se determinaron en el punto 1 de la línea base.
- h. Registrar el volumen de agua inyectada (Medición directa sobre la línea de entrada usando medidor portátil) y la presión de inyección (Manómetro en cabeza de pozo) diariamente.
- i. Tercera etapa de prueba: Una vez transcurridos los 15 días de la segunda etapa se debe ajustar la dosis del producto EC-1509A a 100 ppm respecto al volumen de agua inyectada. Mantener esta inyección durante 20 días.
- j. Monitoreo tercera etapa: Todos los días tomar 2 muestras de agua en cabeza del pozo 507 (Mañana y tarde) y realizar el análisis fisicoquímico con las mismas variables que se determinaron en el punto 1 de la línea base.
- k. Registrar el volumen de agua inyectada (Medición directa sobre la línea de entrada usando medidor portátil) y la presión de inyección (Manómetro en cabeza de pozo) diariamente.
- l. Cuarta etapa de prueba: Una vez transcurridos los 20 días de la tercera etapa y con base al comportamiento evidenciado en cada monitoreo se sugiere iniciar la optimización de la dosis (Promedio: 50 ppm) (Tiempo de optimización: 15 días).
- m. Finalizada la aplicación del producto programar la medición de caudal de inyección en el pozo por medio de la técnica de trazadores.
- n. Aislar el pozo en evaluación bajar el spool de tubería seleccionado para medir la remoción de sólidos y grasas al inicio de la prueba. Tomar registro de su estado de depositación.
- o. Si fue posible la instalación de cupones en cabeza de pozo. Una vez finalizada la prueba retirarlos y calcular la tasa de depositación y corrosión.
- p. Procesamiento de los datos obtenidos y análisis de los resultados.

2.3 CRITERIOS DE EVALUACIÓN DE DATOS PARA DEFINIR EFICACIA DEL PRODUCTO

Consideramos que las principales variables claves para medir la eficacia del producto se dividen en dos clases:

- Durante el desarrollo de la prueba
- Una vez terminada la prueba

Tabla 5. Variables Claves durante la prueba

1-Contenido de aceite en el agua en cabeza de pozo
2-Contenido de TSS en el agua en cabeza de pozo
3-Presión en cabeza de pozo y caudal de inyección.

Tabla 6. Variables claves final de la prueba

Inspección del spool en cabeza pozo 507
Porcentaje depositación en el cupón (Si lo hubiese)

NOTA: Variables adicionales de seguimiento: Diámetros de partículas en la corriente de agua. Análisis de taponamiento relativo (ITR).

2.4 CONDICIONES PARA DEFINIR LA PRUEBA EXITOSA

A continuación, se presentan las condiciones para definir el éxito de la prueba. Es importante que estas condiciones sean estudiadas y acordadas por las dos partes antes del inicio de la prueba:

- Si existe una diferencia consistente entre el valor de al menos una variable especificada en la tabla 1 (Variables durante la prueba) y el valor promedio de la misma variable tomado en el periodo de la línea base y adicionalmente se registra también una variación en al menos una variable especificada en la tabla 2 la prueba se considerará exitosa.
- Si se obtiene una remoción del depósito sobre el spool de evaluación igual o superior al 90% la prueba se considera exitosa.

Nota: De manera adicional se espera el aumento del tiempo de saturación de los filtros (Disminución en la frecuente de cambio).

3. RESULTADOS DE LA PRUEBA DE CAMPO

3.1 LÍNEA BASE

Con el fin de evaluar el efecto de la aplicación del producto sobre las variables bajo monitoreo, se llevó a cabo una línea base (Monitoreo de variables sin aplicación de producto químico). Los resultados se presentan a continuación:

Figura 27. Monitoreo a la concentración de aceite en agua (O/W) medido a la salida de la planta de inyección y cabeza de pozo 507

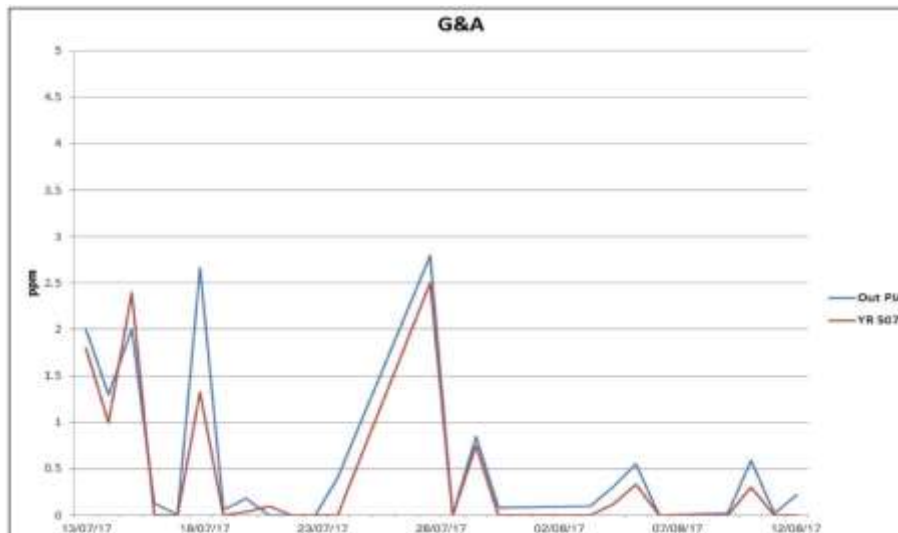
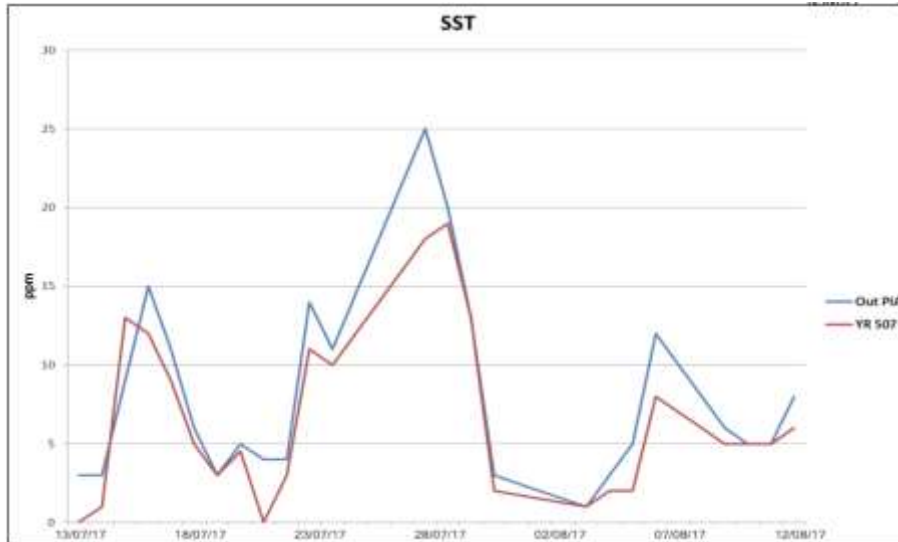


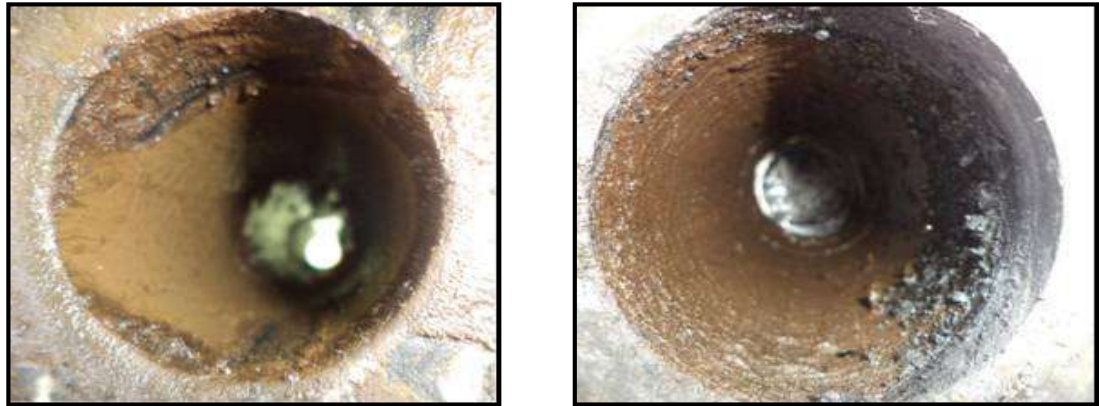
Figura 28. Monitoreo a la concentración de Solidos Suspendidos Totales (SST) medido a la salida de la planta de inyección y cabeza de pozo 507



Los resultados obtenidos evidencian que no hay diferencias significativas en la concentración de los contaminantes en los dos puntos de monitoreo. No se registraron incrementos en la concentración de contaminantes medidos en cabeza de pozo 507 con respecto a la concentración a la salida de la planta; en la mayoría de los casos se registra disminución de la concentración entre los dos puntos. Esta condición permite inferir cierto grado de depositación. Los picos registrados en las curvas, están relacionados al efecto que tenía la recirculación de agua desde la piscina de oxidación sobre la calidad del agua de inyección.

De manera complementaria se llevó a cabo la inspección del spool de tubería seleccionado con el fin de evaluar el grado de depositación de la línea a tratarse. A continuación, se presenta el registro fotográfico:

Figura 29. Evidencia fotográfica de la deposición del spool de tubería seleccionado para validación de prueba Pozo 507



3.2 PRUEBA DE CAMPO

A continuación, se presentan los resultados de las mediciones de aceite en agua y solidos suspendidos totales en cada punto de monitoreo definido en el protocolo:

Figura 29. Seguimiento a la concentración de aceite en agua medido a la salida de la planta y en cabeza de pozo 507 AF: Antes de filtro 507 DF: Después filtro Cabeza

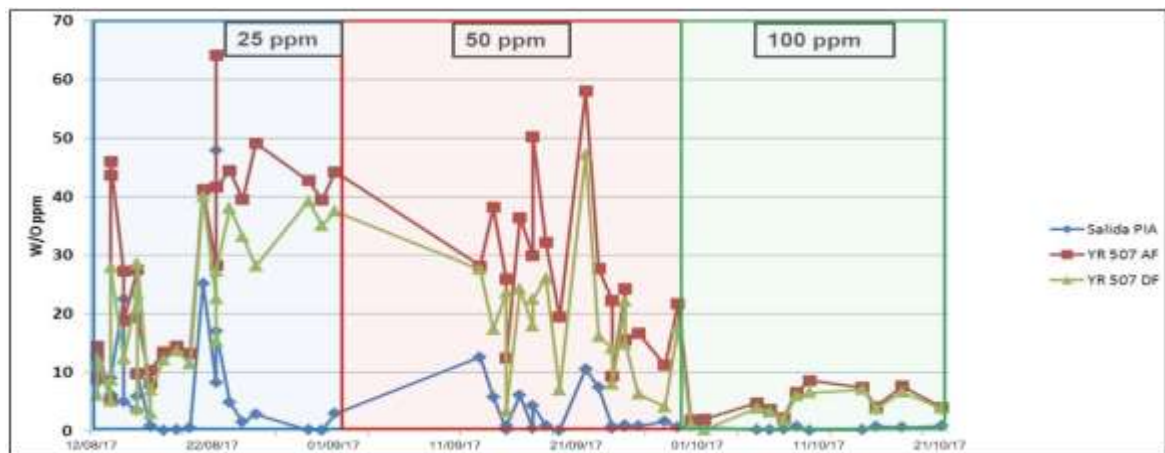
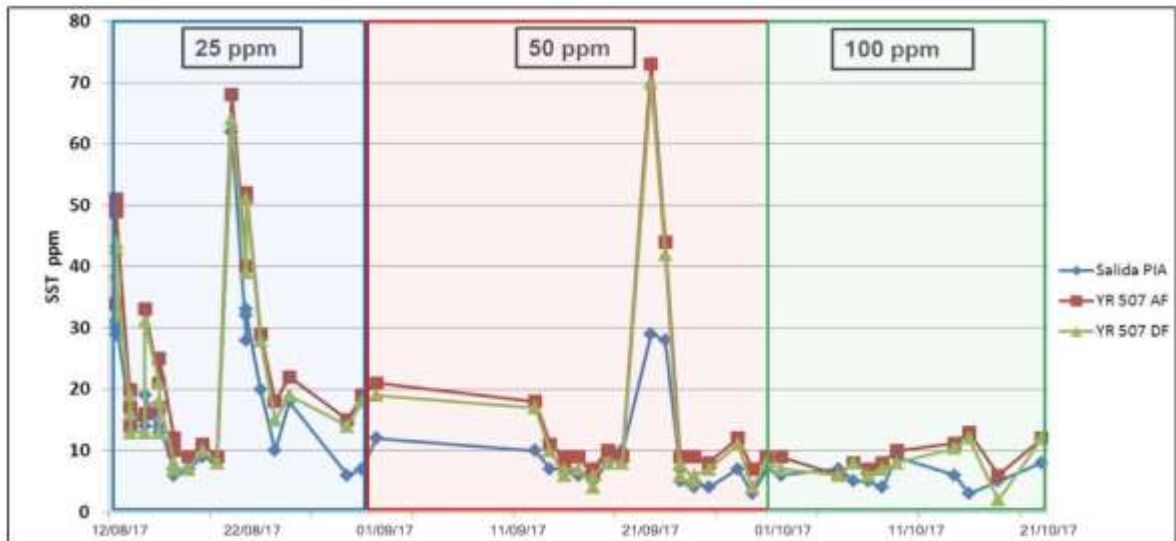


Figura 30. Seguimiento a la concentración de sólidos suspendidos totales medidos a la salida de la planta y en cabeza de pozo. 507 AF: Antes de filtro 507 DF: Después filtro Cabeza



Los resultados obtenidos evidencian el efecto de remoción de depósitos de la tubería. En todos los casos la concentración de aceite y sólidos en el agua de inyección medidos en cabeza de pozo fue mayor a los valores registrados a la salida de la planta. Si bien desde el primer día de tratamiento se registraron concentración de contaminantes mayores en cabeza de pozo, fue hasta después del 6 día en donde el proceso de remoción se intensifico y se mantuvo constante. Es importante resaltar que aguas abajo al punto de inyección de producto químico no existen corrientes adicionales que puedan contribuir al aumento de concentración de los contaminantes.

Con el objetivo de confirmar el comportamiento observado en los monitoreos de calidad de agua, se retiró e inspeccionó el spool de tubería previamente seleccionado. Como hace constar el siguiente registro fotográfico, se obtuvo una remoción casi total del material depositado.

Figura 31. Evidencia fotográfica inspección del spool



Figura 32. Evidencia fotográfica inspección del spool de tubería seleccionado para validación de la prueba

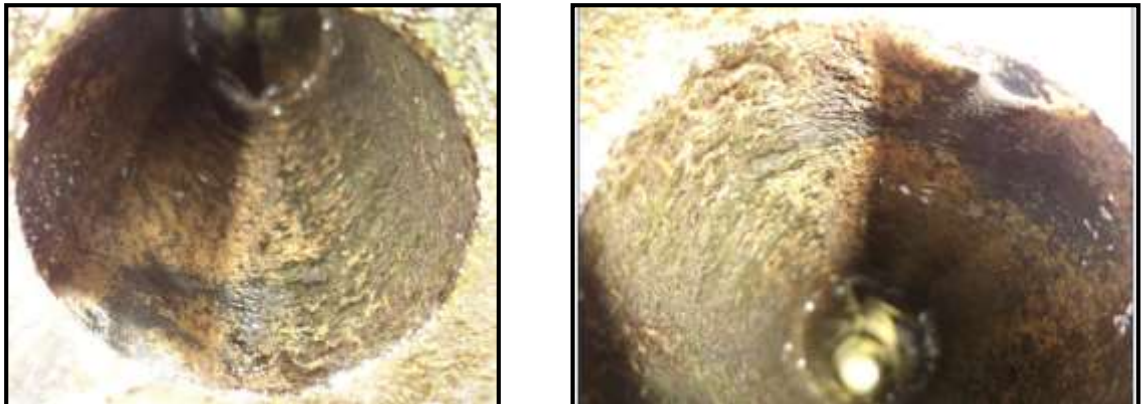


Figura 33. Valores promedio de las variables medidas Solidos Suspendidos Totales (SST). Aceite en agua (W/O) durante la línea base y durante la prueba

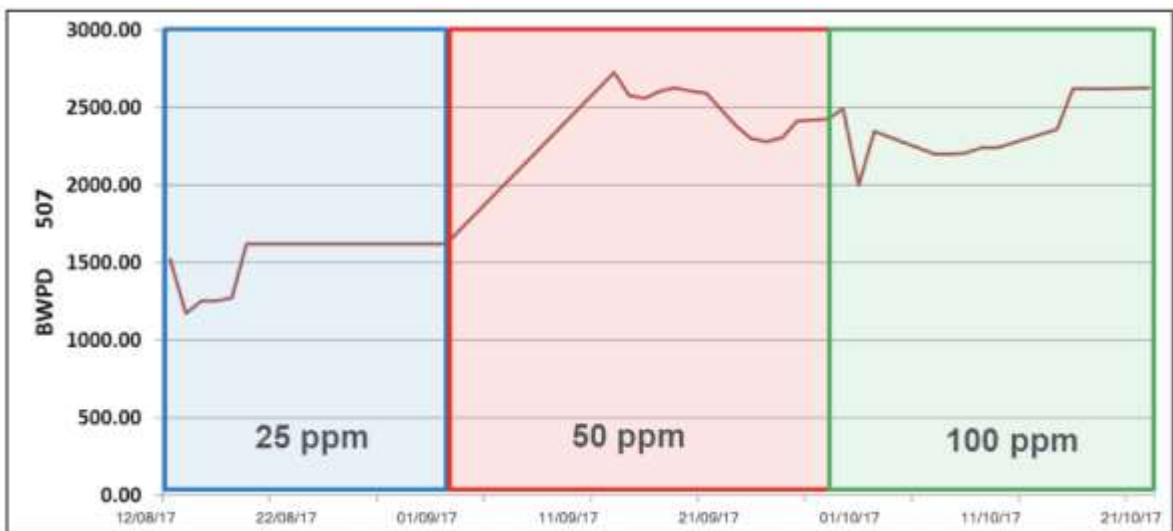
	Etapa	SST (ppm)	W/O (ppm)
PROMEDIO	Linea Base	6.5	0.4
	Prueba	16	23

3.3 RESULTADOS ADICIONALES

Basados en la hipótesis de que el mismo material depositado sobre las tuberías en superficie, se encuentre depositado en fondo de pozo e incluso sobre la cara de la formación, es de esperarse que la misma remoción registrada en superficie se de en fondo. Experiencias previas alrededor del mundo usando la tecnología Clean n Cor EC1509A en sistemas de inyección de agua, han mostrado un efecto positivo del producto químico sobre el caudal de agua inyectada, basado en la hipótesis previamente comentada.

Por esta razón dentro del protocolo de prueba se estableció la medición diaria del caudal de inyección en cabeza de pozo usando un equipo de medición ultrasónico y así mismo se definió realizar una medición del caudal en fondo de pozo al inicio y fin de la prueba usando el equipo de medición con trazadores radiactivos. Los resultados obtenidos se presentan a continuación.

Figura 34. Registro de caudal de inyección de agua pozo 507 medido en cabeza de pozo usando dispositivo ultrasónico



La curva muestra los resultados de caudal obtenidos usando el equipo de medición TransPort PT878 - Portable Ultrasonic Liquid Flow Meter Marca GE. En ella se evidencia un aumento progresivo del caudal de casi 1100 Barriles de agua por día.

De manera adicional el aumento en el caudal de inyección del pozo 507 se confirmó mediante la medición de caudal en fondo de pozo usando la técnica de trazadores. El valor de caudal medido al inicio de la prueba fue de 1623 BWPD a 3300 psi (Agosto 12 de 2017) mientras que el caudal de inyección al final de la prueba fue de 2450 BWPD a 3300 psi (Octubre 21 de 2017). Esta técnica registro un aumento de 827 barriles de agua por día. Lo equivalente a un aumento del 51% en el caudal de inyección.

Basado en que la relación de retorno establecida para el sistema de inyección del campo es de 9:1 (Barriles de agua: Barriles de crudo); el aumento registrado en el caudal de inyección del pozo 507 representa un incremento de aproximadamente 92 Barriles de crudo por día.

4. ANÁLISIS FINANCIERO

4.1 RELACIÓN DE COSTOS DE INVERSIÓN

Para determinar los costos de inversión asociados a la prueba de campo, es necesario tener en cuenta el caudal diario de agua inyectada que será tratada químicamente, las concentraciones de la tecnología Clean n Cor a usar y los días contemplados en el protocolo de la prueba de campo. Así mismo, se consideran los costos de inversión asociados con el recurso humano y gastos varios.

Las siguientes tablas relacionan las variables anteriormente mencionadas, y los costos asociados para la realización de la prueba de campo.

Tabla 7. Costos de inversión relacionados con el recurso humano y recursos informáticos

Rubro	Detalles	Valor unitario	Total
Personal	Estudiante investigador (5 meses)	\$5,000	\$25,000
Papelería y útiles de escritorio	(5 meses)	\$100	\$500
Recursos informáticos	1 computador	\$2,000	\$2,000
Viajes	10 salidas de campo	\$500	\$5,000
Laboratorio	Uso de equipos y reactivos (5 meses)	\$1,000	\$5,000
Asesorías	1 experto (1 mes)	\$15,000	\$15,000
Pruebas de campo	(2 meses)	\$10,000	\$20,000
Gastos imprevistos		\$10,000	\$10,000
		Monto total	\$82,500

En esta sección se relacionan los costos asociados a las visitas a campo, toma y caracterización de muestras de fluidos, visitas realizadas por un especialista en sistemas de agua de inyección, y el seguimiento diario a la prueba de campo por parte de un estudiante.

Tabla 8. Costos asociados a la implementación de la tecnología Clean n Cor durante la prueba de campo

INYECCIÓN CLEAN N COR. POZO 507				
Agua inyectada (BWPD)	Dosificación EC1509A (ppm)	Tiempo Dosificación (día)	Consumo de EC1509A (Gal/día)	Volumen total de EC1509A para Prueba (Gal)
1623	20	15	1.4	20.45
	50	15	3.4	51.12
	100	20	6.8	136.33
	50	15	3.4	51.12
			Total (Gal)	259
			Costo (US\$)	6346

En este orden de ideas, el tratamiento de 1623 barriles de agua inyectada diariamente, y durante 65 días de acuerdo al protocolo de la prueba, tuvo un costo de US\$ 6.346 relacionado con el producto químico y US\$ 82.500 relacionado con el recurso humano, para un total de US\$ 88.846 durante los dos meses de prueba de campo. Es decir, un costo mensual de US\$ 44.423.

Por otra parte, se estima lograr una optimización técnica luego de la prueba de campo que permita reducir la dosificación diaria a 30 ppm de EC1509A, y reducir así el costo mensual de tratamiento químico a US\$ 1.543.

4.2 CÁLCULO DEL RETORNO A LA INVERSIÓN EN FUNCIÓN AL AUMENTO DEL CRUDO ADICIONAL PRODUCIDO.

A partir de los gastos de inversión, precio del crudo y lifting cost del campo (Ver tabla 9) se determina el retorno a la inversión del proyecto de acuerdo a la tabla 10.

Tabla 9. Valores de referencia para estimar el retorno a la inversión

Precio bbl crudo (US\$)	45
Lifting Cost (US\$/Bbl)	20
Volumen de Agua de Inyección promedio (Bbl)	1623
BSnW promedio del Campo (%)	80
Inversión típica mensual por químico y recurso humano (US\$)	44.423

Tabla 10. Cálculo de retorno a la inversión (ROI)

% Incremento en Volumen de Inyección del pozo	Volumen de Agua Adicional (BWPD)	Volumen de Crudo Asociado Adicional (BOPD)	Ingresos adicionales mensuales por crudo asociado (US\$)	Rentabilidad mensual descontando Lifting Cost (US\$)	Ahorro mensual estimado por intervención a pozos para limpieza	Retorno de la inversión (%)
10	162	18	\$24,345.0	\$13,525.0	\$20,000	75
15	243	27	\$36,517.5	\$20,287.5	\$20,000	91
20	325	36	\$48,690.0	\$27,050.0	\$20,000	106
25	406	45	\$60,862.5	\$33,812.5	\$20,000	121
50	812	90	\$121,725.0	\$67,625.0	\$20,000	197

El crudo asociado al incremento de agua inyectada obedece al factor de recobro del campo de 0.11 (1/9), donde 1 barril de crudo es producido a partir de la inyección (recuperación secundaria) de 9 barriles de agua.

Para nuestro caso, se evidenció un incremento del 50% (812 BWPD) en el volumen de agua inyectada, lo cual representa 90 bbl de crudo producido de acuerdo al factor de recobro del campo. Así mismo, y de acuerdo al precio del barril de crudo, los 90 bbl adicionales producidos representan un ingreso adicional mensual de US\$ 121.725 a los cuales se les descuenta el costo de levantamiento para determinar la rentabilidad mensual.

Finalmente, se realiza el cálculo del retorno a la inversión (%ROI) teniendo en cuenta la inversión mensual por tratamiento químico (US\$ 44.423), la rentabilidad mensual luego de descontar el costo de levantamiento, y el ahorro mensual estimado correspondiente a la no necesidad de intervención a pozos inyectoros para limpieza. (Tarifa estimada de Coiled tubing por pozo intervenido: US\$ 200.000).

El %ROI para nuestro proyecto fue de 197%.

5. CONCLUSIONES

Se realizó la confirmación de la distribución del tamaño de micropartículas del sistema, encontrando que la mayoría de los sólidos presentan tamaños mayores a 8 micras y en un porcentaje significativo, tamaños entre 0.45 y 1.2 micras. La aplicación de Clean n Cor permitió mejorar la distribución de tamaño de partícula a valores inferiores a 0.45 micras, con lo cual se evita el taponamiento de la cara de la formación y posibles afectaciones a la garganta de poro.

A nivel de laboratorio se evaluó el producto Clean n cor EC1509A mediante prueba de disolución progresiva, eliminación de schmoo, test del electrodo de cilindro giratorio, prueba de burbujas, compatibilidad química con el crudo y agua de producción asegurando una disolución mayor al 90% de la muestra sólida (Schmoo), garantizando una protección mayor al 98% frente a fenómenos de corrosión química y presentando compatibilidad con los fluidos del campo.

Se desarrolló una prueba piloto de campo en el pozo 507 evidenciando la remoción de schmoo de la línea de inyección, tal y como se había evaluado en las pruebas de disolución en el laboratorio.

Durante la prueba de campo se registró un aumento del 51% en el volumen de agua inyectada por el pozo 507, lo cual representa un mayor volumen de crudo producido teniendo en cuenta el factor de recobro del campo.

A partir de los costos asociados a la prueba de campo, y a los resultados obtenidos, se calcula el retorno a la inversión (ROI) en 197%. De acuerdo a esto, se concluye que el proyecto es viable y se recomienda la implementación de la tecnología Clean n Cor en el campo estudio.

De manera general, la tecnología Clean n Cor proporcionó una forma rentable de maximizar la inyectividad del agua y a la vez, proporcionó una inhibición de la corrosión superior en la infraestructura de inyección.

Algunos de los principales beneficios fueron:

- ✓ Evitar los daños a la formación debido a problemas de obstrucción en el reservorio.
- ✓ Una vez terminada la prueba piloto, el pozo fue intervenido para cambio de válvulas, y el equipo logró intervenir el pozo sin problemas de obstrucción en la línea de inyección a fondo. Hay hallazgos de depósitos orgánicos que generan obstrucción de la línea de los pozos inyectores en el campo estudio, lo cual genera dificultades en su intervención y demoras asociadas a la labor de limpieza.
- ✓ Caudales de inyección más consistentes, lo que permite que el equipo de producción trabaje en condiciones más constantes.
- ✓ Disminución de la necesidad de trabajos con ácido costosos y peligrosos o intervenciones de pozo. Ahorro de mano de obra asociado con la inspección / remediación de pozos.
- ✓ El costo diario de realizar Coiled Tubing a los pozos inyectores oscila alrededor de US\$ 70.000. Durante la intervención de los pozos para cambio de válvulas es recurrente que estos equipos encuentran obstrucciones a diferentes pies de profundidad, lo cual genera retrasos a la actividad y sobrecostos. Con la tecnología Clean n cor se garantiza que no haya presencia de schmoo y se generan ahorros para el campo asociados a la eliminación de este tipo de dificultades y los costos que significan para la operación.

BIBLIOGRAFÍA

BOB WINTERS, Williams. Cleaning Pig Designs and Applications. NACE Central Area Conference, 2014.

CLINT, J. H.. Surfactant Aggregation, London: Blackie Publishing Group, 1992. ISBN 0-216-92905-9.

DUPRÉ Athanase, Théorie Mécanique de la Chaleur, Paris: Authier-Villars, Imprimeur-libraire, 1869.

HEDGES, B., SPRAGUE, K., BIERI, T. & CHEN, H.J..A Review Of Monitoring And Inspection Techniques For CO₂ & H₂S Corrosion In Oil & Gas Production Facilities. NACE Paper No. 06120, 2006.

HORSUP, David, CLARK Caleb, BINKS, Bernard, HICKS, Jake, FLETCHER, Paul. "I put it in, but where does it go?" – The fate of corrosion inhibitors in multiphase systems. NACE, 2007. Paper 07617

Pipeline Cleanup Using EC1509A. Case Study CS-479.

ROBERTS, Paul. The End of Oil. New York: Houghton Mifflin Company, 2004. ISBN 0-618-23977-4.

Water Injection Well Stimulation Using Clean n Cor EC1509A. Case Study CH-758.

YOUNG, Thomas. An Essay on the Cohesion of Fluids. London: Philosophical Transactions of the Royal Society, 1805.

ZHANG, Yingrui. MOLONEY, Jeremy. MANCUSO, Sebastian. Understanding factors affecting corrosion inhibitor performance in under-deposit testing with sand. Proceedings of NACE International Corrosion 2013 Conference & EXPO. NACE, 2013. Paper no C2013-2575.

ZHANG, Yingrui. MOLONEY, Jeremy. MANCUSO, Sebastian. Understanding factors affecting corrosion inhibitor performance in under-deposit testing with sand. Proceedings of NACE International Corrosion 2013 Conference & EXPO. NACE, 2013. Paper no C2013-2575.