



**DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE
INHIBIDORES DE CORROSIÓN E INCRUSTACIÓN PARA EL TRATAMIENTO
DOWNHOLE EN POZOS DE LA SOH**

ECOPETROL S.A.

**LUIS ENRIQUE SÁNCHEZ BARRERA
YEINSSON ERNESTO ZULETA PEÑA**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
Neiva, Huila
Abril de 2013**



**DESARROLLO DE UNA METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE
INHIBIDORES DE CORROSIÓN E INCRUSTACIÓN PARA EL TRATAMIENTO
DOWNHOLE EN POZOS DE LA SOH**

**LUIS ENRIQUE SÁNCHEZ BARRERA
YEINSSON ERNESTO ZULETA PEÑA**

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de Ingeniero de
Petróleos

Director

IVÁN DARÍO SANCHEZ MUÑOZ
Ingeniero Químico
Ecopetrol S.A.

Codirector

CARMEN PINZÓN TORRES
Profesora Titular del Área de Química
Universidad Surcolombiana

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
Neiva, Huila
Abril de 2013**



Nota de aceptación

Firma del presidente del jurado

Firma del jurado

Firma del jurado

Neiva, Abril de 2013



AGRADECIMIENTOS

Las autores expresan sus agradecimientos:

A IVÁN DARÍO SÁNCHEZ MUÑOZ, Ingeniero Químico de la Superintendencia de Operaciones Huila-Tolima Ecopetrol S.A. director del proyecto, por su confianza, tiempo, dedicación, esmero y apoyo incondicional en la realización de este proyecto; gracias al Ingeniero Iván que desde un inicio nos recibió con gran simpatía y nos guió hacia los objetivos de este proyecto.

A CARMEN PINZÓN TORRES, Química, profesora de la Universidad Surcolombiana, codirectora de este proyecto, por su tiempo, apoyo y colaboración.

A JAIRO ANTONIO SEPULVEDA GAONA, Ingeniero de Petróleos, profesor de la Universidad Surcolombiana, evaluador de este proyecto, por su colaboración y tiempo.

A HAYDEE MORALES MONDRAGÓN, Ingeniera de Petróleos, profesora de la Universidad Surcolombiana, evaluadora de este proyecto, por su colaboración y tiempo.

A todas las personas que contribuyeron para que este proyecto se desarrollara de manera exitosa.



2.3	PROCEDIMIENTO LÓGICO – ÁRBOL DE DECISIONES.	57
2.4	EVALUACIÓN – PRUEBAS DE LABORATORIO	58
2.4.1	Pruebas de laboratorio-Corrosión	58
2.4.1.1	Diagrama de flujo	59
2.4.2	Pruebas de laboratorio-Incrustación.....	59
2.4.2.1	Esquema general de evaluación	60
3.	IMPLEMENTACIÓN METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DE INHIBIDORES DE CORROSIÓN E INCRUTACIÓN	61
3.1	CARACTERÍSTICAS DEL POZO DE ESTUDIO	61
3.1.1	Datos operacionales	61
3.1.2	Análisis fisicoquímicos del fluido.....	62
3.2	VALORACIÓN PROBLEMÁTICA	62
3.3	ELECCIÓN DEL PRODUCTO QUÍMICO	64
3.4	EVALUACIÓN Y RESULTADOS.....	64
3.5	SELECCIÓN.	72
	CONCLUSIONES.....	73
	RECOMENDACIONES.....	75
	REFERENCIAS	76
	ANEXOS.....	77



LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Valoración corrosión parámetros fase acuosa	40
Figura 2. Valoración corrosión parámetros fase gas	41
Figura 3. Valoración incrustación componentes comunes.....	42
Figura 4. Valoración incrustación componentes de hierro	43
Figura 5. Determinación solubilidad inhibidor de corrosión	44
Figura 6. Diagrama de flujo selección productos corrosión-Flujo natural	44
Figura 7. Diagrama de flujo selección productos corrosión-Gas lift	45
Figura 8. Diagrama de flujo selección productos corrosión-Bombeo mecánico	45
Figura 9. Diagrama de flujo selección productos corrosión-Bombeo sumergible.....	46
Figura 10. Diagrama de flujo selección productos MIC-Equipo superficie.....	46
Figura 11. Diagrama de flujo selección productos MIC-Downhole	51
Figura 12. Diagrama de flujo selección productos incrustación	51
Figura 13. Diagrama de flujo selección productos combinación corrosión- incrustación.....	53
Figura 14. Diagrama de flujo metodología de selección	57
Figura 15. Diagrama de flujo pruebas de laboratorio corrosión.....	59
Figura 16. Diagrama de flujo pruebas de laboratorio incrustación	60
Figura 17. Porcentaje de eficiencia promedio Vs dosis para los productos evaluados	66



LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Condiciones operacionales - Pozo TL-57 y Pozo TL-10.....	61
Tabla 2. Variables Bombeo electrosumergible - Pozo TL-57	61
Tabla 3. Variables aplicación continua producto - Pozo TL-10.....	62
Tabla 4. Caracterización fluido de producción - Pozo TL-57 y Pozo TL-10	62
Tabla 5. Valoración problemática corrosión - Pozo TL-57	63
Tabla 6. Valoración problemática incrustación - Pozo TL-10.....	63
Tabla 7. Compuestos escogidos para evaluar - Pozo TL-57	64
Tabla 8. Compuestos escogidos para evaluar - Pozo TL-10.....	64
Tabla 9. Resultados porcentaje de eficiencia. Muestra Pozo TL-57. Celda balón	65
Tabla 10. Resultados tendencia a la formación de espuma realizada a 68°C	66
Tabla 11. Resultados tendencia a la formación de emulsión realizada a 53°C	67
Tabla 12. Resultados ECR evaluado a 791 rpm – 60°C con 15 ppm.....	67
Tabla 13. Resultados velocidad de corrosión y porcentaje de eficiencia por picado	68
Tabla 14. Resultados persistencia de película de inhibidor de corrosión en el ECR	68
Tabla 15. Compatibilidad productos evaluados.....	69
Tabla 16. Resultados calificación de los inhibidores evaluados.....	69
Tabla 17. Compatibilidad de productos evaluados con salmuera equivalente al agua de formación del pozo TL-10	70
Tabla 18. Pruebas de envenenamiento con hierro de los inhibidores, con las salmueras equivalentes del agua de formación y producción	71
Tabla 19. Compatibilidad con crudo de las salmueras dosificadas con los inhibidores y tolerantes a las concentraciones de Ca y de Fe	71
Tabla 20. Pruebas MIC realizadas para el pozo TL-10	72
Tabla 21. Resultados calificación de los inhibidores evaluados - Pozo TL-10	72



LISTA DE CUADROS

Cuadro 1. Formas de corrosión.....	15
Cuadro 2. Formas de incrustación más comunes en campos de petróleo	26
Cuadro 3. Interpretación índice de saturación Oddo & Tomson	30
Cuadro 4. Ecuaciones determinación índice de saturación I_s Oddo & Tomson	31
Cuadro 5. Ecuaciones determinación cantidad de incrustación formada P Oddo & Tomson	32
Cuadro 6. Condiciones y variables del campo.....	55
Cuadro 7. Condiciones y variables del pozo	55
Cuadro 8. Variables particulares para cada método de producción	56



LISTA DE ANEXOS

Anexo 1. Evaluación de tratamientos de inhibición para fluidos acuosos mediante la aplicación de técnicas electroquímicas	77
--	-----------



RESUMEN

El presente trabajo muestra el desarrollo de una metodología para el manejo de la corrosión y las incrustaciones, su respectiva valoración y elección del producto químico inhibidor para su tratamiento *downhole* en los pozos TL-57 y TL-10 pertenecientes al Campo Tello, la cual servirá como punto de validación para la evaluación y posterior implementación de la metodología para el resto de pozos de la SOH.

El proyecto desarrollado se presenta en tres capítulos. En el primer capítulo se encuentra una síntesis de conceptos teóricos básicos acerca de las causas y principios de la corrosión y la formación de las incrustaciones, y su manejo enfocado en el tratamiento químico de estos fenómenos. El segundo capítulo presenta el desarrollo de la metodología (descripción, pasos, variables, árbol de decisiones y pruebas de laboratorio para la evaluación de los productos seleccionados) para llevar a cabo la selección de los compuestos químicos con las mejores características de inhibición de la corrosión e incrustación. El tercer capítulo corresponde a la implementación de la metodología desarrollada para los pozos TL-57 y TL-10 del Campo Tello, abordando las características principales del problema presente en su valoración con base en las normas NACE MR0176-2006, SP0106-2006 y TM0194-94, los estudios fisicoquímicos del fluido de producción y los datos operacionales, con el fin de determinar el tipo de fenómeno que está afectando el sistema de producción; además se muestra el proceso de elección, evaluación y selección del producto químico a utilizar en el tratamiento del problema presente, concluyendo con la presentación final del compuesto que mostró mejores resultados de eficiencia.



ABSTRACT

This survey shows the development of a methodology for handling corrosion and scale issues, its valuation and choice of chemical product for downhole treatment on TL-57 and TL-10 well of SOH. Main purpose of this project is to serve like starting point in validation of the methodology for subsequent implementation in the other wells of the SOH.

Project is divided into three chapters. First chapter contains a synthesis of basic theoretical concepts about principles and causes of corrosion and scale formation. Also, handling problem focused in chemical treatment. All of these concepts are necessary for understanding the development of the methodology and results. Second chapter contains methodology's development (description, steps, variables, flowchart and laboratory tests to evaluating selected chemical product) to perform the selection of chemical compounds with better characteristics of corrosion and scale inhibition. Third chapter presents methodology's developed implementation. This chapter focuses about methodology performing and its execution on TL-57 and TL-10. Corrosion and scale phenomenon assessment carries through analyzing TL-57 and TL-10 fluids' physical-chemical reports and operational data. Valuation takes as reference NACE's technical standards: MR0176-2006, SP0106-2006 y TM0194-94. Then, chemical product choice is made according production method present in TL-57 and TL-10 well. And finally, last steps of methodology: product evaluation based in laboratory tests; and ultimate selection of inhibitor that performed best inhibition efficiency of corrosion and scaling.



INTRODUCCIÓN

Anualmente los problemas de corrosión e incrustaciones le generan a las compañías petroleras millones de dólares en pérdidas, reflejadas en las notables inversiones que éstas realizan en investigaciones para su tratamiento y control. La otra gran parte de estos costos se debe al tiempo perdido en la producción debido tanto a las reparaciones de los equipos en el sistema de levantamiento artificial como en el reemplazo de los tramos afectados en la tubería de producción.

Hay en la actualidad diferentes métodos para el manejo de esta problemática, pero en la mayoría de los casos para mantener la productividad de los pozos se prefiere utilizar el método de inhibición química como medio para prevenir tanto la presencia de corrosión como la formación de incrustaciones.

El planteamiento de este proyecto se enfoca en el desarrollo de una metodología de análisis y selección en el área de producción para el manejo del problema de la corrosión y las incrustaciones, a partir de los análisis fisicoquímicos de los fluidos del pozo y sus datos operacionales, ofreciendo un método estándar, lógico e inductivo que facilita el seguimiento de la información, con el cual el ingeniero de producción pueda llegar a un diagnóstico en un determinado caso, teniendo en cuenta antecedentes y recomendaciones previas, basado en un enfoque sistemático que evite confusiones en la definición del problema.

Con este estudio se podrá analizar la eficiencia del tratamiento con diferentes productos químicos que permitan determinar cuáles son las mejores opciones a implementar para reducir la corrosión e incrustación, con el fin de obtener máximas ganancias y mínimas pérdidas, suministrando a ECO PETROL S.A., una herramienta que permita acertar en las disposiciones que lleven a optimizar la rentabilidad operativa de los campos que presenten esta problemática.



1. ASPECTOS TEÓRICOS

1.1 CORROSIÓN¹

La corrosión se define como el deterioro de un material debido a su reacción con el medio que lo rodea. La velocidad a la que un material se degrada es lenta y continua, dependiendo del ambiente donde se encuentre. A medida que pasa el tiempo se va creando una capa fina de material en la superficie, inicialmente como manchas hasta que llegan a aparecer imperfecciones en la superficie del material (metálico o cerámico).

1.1.1 Tipos y mecanismos de corrosión

Corrosión uniforme

La corrosión uniforme/general, se define como la corrosión que se distribuye más o menos uniformemente sobre la superficie de un material. La corrosión uniforme/general puede ocurrir en lugares aislados a lo largo de una tubería debido a un ambiente aislado, pero el daño será relativamente uniforme dentro de ese lugar.

Corrosión localizada

La corrosión localizada a menudo se concentra en una área pequeña y toma la forma de cavidades llamadas picaduras. La corrosión localizada incluye ataque por picaduras que producen hoyos en el metal, y corrosión por fisuras que puede desarrollarse en áreas que están ocultas del ambiente global, como debajo de arandelas, así como debajo de diversos depósitos, sedimentos y productos de la corrosión (a menudo es llamada "corrosión sub-depositada").

Corrosión galvánica

La corrosión galvánica es el resultado de conectar eléctricamente dos materiales, donde uno actúa como ánodo y el otro como cátodo. La corrosión galvánica se encuentra en diversas circunstancias, incluyendo las diferencias en los metales mismos (ejemplo; hierro y aluminio) así como en el mismo metal con dos porciones de edades diferentes. El último caso es importante cuando se consideran reparaciones y reemplazos en donde se conectarán componentes nuevos a componentes viejos que pueden haber desarrollado películas de productos de corrosión más catódicas.

¹ NACE International, Corrosión Interior de Ductos, "Corrosión interna en tuberías". 2010, pág. 16-33 y 71-80.



Ataque relacionado con la velocidad/flujo

El ataque relacionado con la velocidad/flujo surge cuando las velocidades del fluido o de la partícula son altas causando pérdida de metal. Los sistemas de una sola fase (ej., gas o líquido puro) son menos propensos a causar ataque relacionado con la velocidad/flujo, que los sistemas donde los líquidos o sólidos son arrastrados en una fase de gas de movimiento rápido.

Hay varias formas de ataque relacionado con la velocidad, incluyendo la erosión, la erosión-corrosión, choque y cavitación. La erosión es la pérdida abrasiva de metal carente de acción corrosiva, que es causada por la velocidad alta de los medios transportados, particularmente cuando los medios contienen sólidos o partículas arrastrados. La erosión-corrosión combina los efectos de la erosión y produce la eliminación de una película protectora o incrustación, y entonces expone el material subyacente a un mayor ataque de corrosión.

El ataque de erosión-corrosión normalmente ocurre sólo en áreas como cambios de tramos, conexiones donde hay turbulencia por el flujo, o en codos y curvas. La erosión-corrosión se caracteriza en apariencia por estrías, canales, ondas y hoyos redondos o valles. Normalmente presenta un patrón direccional.

El choque es una forma de corrosión aumentada por la velocidad que ocurre cuando una corriente choca con una superficie de metal (ej., un codo). Normalmente produce turbulencia, y las partículas y burbujas arrastradas impactan la superficie.

La cavitación es un mecanismo de corrosión (o erosión-corrosión) que puede ocurrir en tubos cuando el líquido se mueve a gran velocidad. Es la erosión de una superficie causada por la formación y rompimiento súbitos de burbujas de gas. Cuando las burbujas se rompen y las superficies del líquido circundante se encuentran, se libera una gran energía cinética. Esta energía puede romper una película superficial protectora en el metal o puede quitar pedazos de metal.

Corrosión inducida microbiológicamente (MIC)

La corrosión inducida microbiológicamente (MIC) es el deterioro de un metal debido a los procesos de microorganismos (principalmente bacterias, pero pueden incluir hongos, algas y protozoarios). Debido a las actividades metabólicas de las comunidades microbianas, la interfase entre la superficie de metal y los organismos pueden ser física y químicamente alterada con estos organismos. Las reacciones pueden producir ácidos (bacterias productoras de ácido [BPA]), alcoholes, amoníaco, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno (bacterias sulfato reductoras [BRS]), y otros subproductos metabólicos que pueden corroer diversos metales a condiciones específicas.

Las bacterias se clasifican según sus requerimientos de oxígeno: las bacterias aeróbicas requieren aire u oxígeno para vivir y las bacterias anaeróbicas requieren un ambiente sin aire u oxígeno. Existen términos adicionales que se usan para describir las bacterias que no se basan en su dependencia del oxígeno. Las



bacterias que se unen a una superficie se clasifican como sésiles. Las bacterias que flotan libremente, suspendidas en un fluido se clasifican como planctónicas.

Agrietamiento asistido por el ambiente

El agrietamiento asistido por el ambiente (AAA) incluye una variedad de mecanismos de falla por grieta que se refuerzan o alteran por el ambiente. Los mecanismos incluyen agrietamiento inducido por hidrógeno (AIH), fragilización por hidrógeno (FH) y agrietamiento de corrosión por esfuerzo (ACE).

El AIH ocurre cuando el material se infiltra por hidrógeno atómico (que puede generarse como una reacción catódica a través de la protección catódica), resultando en un agrietamiento "gradual" o agrietamiento "con ampollas". Después que los átomos de hidrógeno entran en el material, tienden a emigrar y acumularse en las discontinuidades internas (ej., inclusiones, laminaciones) que forman bolsas de gas de hidrógeno. Las ampollas de hidrógeno, relacionadas con el AIH aunque no es estrictamente un mecanismo de agrietamiento, ocurren cuando el hidrógeno que entra en un metal se acumula en las discontinuidades internas cerca de la superficie del metal, resultando en la formación de protuberancias tipo ampolla.

La FH también es causada por el hidrógeno interior pero se manifiesta por lo general como una pérdida en la ductilidad de materiales de alta dureza.

El ACE involucra el efecto conjunto de un proceso de corrosión y agrietamiento en presencia de un esfuerzo de tensión. El agrietamiento por esfuerzo de sulfuro es una forma de agrietamiento asociada con la presencia de H₂S. La fuente de esfuerzo puede incluir carga externa, presurización interna o esfuerzo residual (ej., por soldar).

Cuadro 1. Formas de corrosión.

TIPO DE CORROSIÓN	DEFINICIÓN	CARACTERÍSTICAS
Corrosión General/Uniforme	Corrosión distribuida más o menos uniformemente sobre la superficie de un material.	<ul style="list-style-type: none"> Intercambio de áreas anódicas y catódicas Puede ocurrir en lugares aislados en una tubería, pero el daño es uniforme dentro del lugar aislado. Rugosidad general
Corrosión Localizada	<p>Picadura: Corrosión localizada de una superficie de metal que está confinada a un área pequeña y tiene la forma de cavidades llamadas picaduras.</p> <p>Corrosión de Fisura: Corrosión localizada de una superficie de metal en o inmediatamente adyacente a</p>	<p>Picadura</p> <ul style="list-style-type: none"> Ataque estrecho profundo Penetración rápida Rodeada por región no corroída Distribución estadística <p>Fisura</p> <ul style="list-style-type: none"> Ataque localizado que ocurre en áreas donde se restringe el acceso a ambiente circundante



	un área que está protegida de exposición total al ambiente, debido a una proximidad estrecha del metal a la superficie de otro material.	<ul style="list-style-type: none"> • Metal-a-metal • Metal-a-no metal • Depósitos de desechos o productos de la corrosión
Corrosión Galvánica	Corrosión acelerada de un metal debido a un contacto eléctrico con un metal más noble o con un conductor no metálico en un electrolito corrosivo.	<ul style="list-style-type: none"> • Celda electroquímica clásica • Metal a metal • Metal a no metal activo • Depósitos de ion de metal • Contacto eléctrico • Sumergido en electrolito
Ataque Relacionado con la Velocidad/Flujo	<p>Ocurre como resultado de pérdida de metal causada por velocidades altas del fluido de la superficie.</p> <p>Erosión: Pérdida progresiva de material a partir de una superficie sólida, debido a la interacción mecánica entre la superficie y un fluido, un fluido multicomponente, o partículas sólidas arrastradas con el fluido.</p> <p>Erosión-corrosión: Acción conjunta que incluye corrosión y erosión en presencia de un fluido corrosivo en movimiento o un material que se mueve por el fluido, acelerando la pérdida de material.</p> <p>Choque: Forma de erosión-corrosión generalmente asociada con choque local de un fluido que fluye a gran velocidad contra una superficie sólida.</p> <p>Cavitación: Formación y ruptura rápida de cavidades y burbujas dentro de un líquido que a menudo resulta en daño a un material en la interfase sólido/líquido en condiciones de flujo turbulento severo.</p>	<p>Erosión.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Remoción de superficie metálica • Velocidad y turbulencia • Con o sin partículas • Erosión mecánica-partículas • Rasgos direccionales <p>Erosión-corrosión</p> <ul style="list-style-type: none"> • Remoción de películas protectoras • Velocidad y turbulencia • Con o sin partículas • Velocidad de separación • Erosión mecánica-partículas • Rasgos direccionales <p>Choque</p> <ul style="list-style-type: none"> • Erosión-corrosión localizada causada por turbulencia o flujo de choque • Características direccionales • Similar a la erosión corrosión • Acelerado por gas o sólidos arrastrados • Choque de caída de líquido <p>Cavitación</p> <ul style="list-style-type: none"> • Daño mecánico por el rompimiento de burbujas en un líquido • Remoción de películas protectoras • Daño mecánico directo al metal
Corrosión Inducida Microbiológicamente MIC	El deterioro de un metal debido a los procesos de microorganismos.	<ul style="list-style-type: none"> • La interfase entre la superficie del metal y los organismos puede alterarse física y químicamente. • Los microbios rompen la película pasiva y aceleran el



		ataque corrosivo <ul style="list-style-type: none">Las comunidades microbianas pueden crear biopelículas
Agrietamiento Asistido por el Ambiente	Fractura quebradiza de un material normalmente dúctil en donde el efecto corrosivo del ambiente es una causa. Formas de agrietamiento ambiental: agrietamiento inducido por hidrógeno (AIH), fragilización por hidrógeno (FH) y agrietamiento de corrosión por esfuerzo (ACE).	<ul style="list-style-type: none">Puede ocurrir rápidamenteFallas catastróficasRequiere tanto esfuerzo de tensión como ambiente específicoDiferentes mecanismos para diferentes tipos.

Fuente: NACE International, Corrosión Interior de Ductos. "Corrosión interna en tuberías". 2010.

1.1.2 Efecto de las variables ambientales sobre la corrosión

Vapor de agua

El vapor de agua por sí mismo no puede fomentar la corrosión porque no es un electrolito. El agua puede adsorberse sobre una superficie de metal a humedad baja, resultando en proporciones de corrosión insignificamente bajas. A la concentración de la fase de vapor donde se condensa el agua, la corrosión puede ocurrir siempre y cuando existan otras condiciones ambientales.

El vapor de agua coexiste con agua líquida cuando la presión parcial del agua en la fase de gas iguala la presión de vapor de la fase líquida (punto de rocío). Por encima del punto de rocío (es decir, a temperaturas más altas o presiones más bajas), el vapor de agua se presenta sin una fase líquida condensada (es decir, está sobrecalentado). Sin embargo, el punto a la cual el agua moja una superficie (es decir, el punto de rocío local) no se representa en su totalidad por las mediciones del punto de rocío normalmente usadas ya que la humedad a la que el agua se condensa en una superficie depende en parte de la naturaleza de dicha superficie.

Temperatura

Al igual que casi todas las demás reacciones químicas, las proporciones de corrosión aumentan por lo general conforme se incrementa la temperatura. Un método práctico burdo sugiere que la proporción de la reacción se duplica por cada incremento de 10°C. Sin embargo existen excepciones a la regla. También considere que la solubilidad de los gases disueltos disminuye con el incremento de la temperatura. Conforme la solución se calienta, los gases corrosivos disueltos salen de la solución y disminuyen la corrosividad del agua (electrolito). Incrementar la temperatura también puede elevar un gas sobre su punto de rocío del agua, disminuyendo así la corrosión.

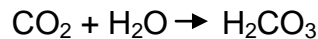


Composiciones agresivas de líquidos/pH bajo

El agua es un solvente que disuelve la mayor parte de la materia inorgánica así como algunos compuestos orgánicos. En muchos casos, estos materiales ya sea en solución o suspensión, aumentan la corrosividad del agua y puede fomentar las incrustaciones o la contaminación. En general (pero no siempre), un incremento en la cantidad total de sólidos disueltos resulta en un aumento de la proporción de corrosión. La fuente de sólidos disueltos por lo general es arrastrada desde un sistema de producción. Sin embargo, los incrementos en el contenido iónico del agua también pueden limitar la solubilidad de otras especies corrosivas como el oxígeno, el dióxido de carbono y el sulfuro de hidrógeno. Además, los líquidos que contienen ácidos orgánicos o minerales, que producen niveles bajos de pH (como 5.0 o menos), también puede resultar en una corrosión incrementada.

Dióxido de carbono (CO₂)

El dióxido de carbono (CO₂) es un gas inodoro e incoloro presente a niveles variables en casi todo gas natural. Cuando el CO₂ se encuentra a una presión parcial allí en presencia de agua (dependiendo de la química del agua), la corrosión ocurrirá en las tuberías y componentes de acero al carbón. La corrosión por CO₂ también se conoce como corrosión "dulce" debido a la ausencia del efecto del gas ácido sulfuro de hidrógeno [H₂S] en la corrosión, para un sistema particular. Se ha encontrado que cuando hay agua blanda, como cuando se forma durante la condensación del gas, el CO₂ se vuelve muy corrosivo, formando ácido carbónico (H₂CO₃) como se muestra en la ecuación siguiente.



Cuando se forma el ácido carbónico, el pH del agua en el sistema disminuye (se crean condiciones ácidas y aumenta la concentración de H⁺) y se incrementa la tasa de corrosión. Si hay agua dura, el CO₂ puede formar carbonatos (CO₃⁻²) y/o bicarbonatos (HCO₃⁻) que forman una incrustación protectora en forma de sales como el calcio o el carbonato de magnesio y el bicarbonato de calcio.

Algunos de los factores que determinan la solubilidad del CO₂ son la presión, la temperatura y la composición del agua. En sistemas de agua blanda, la proporción de corrosión por CO₂ se incrementa cuando la presión parcial del CO₂ aumenta. La presión parcial del CO₂ (o H₂S o cualquier otro componente gaseoso) se determina, analizando el contenido de una muestra de gas y haciendo el cálculo bajo la ley de Dalton.

$$P_i = Y_i * P_T$$

Donde: presión total absoluta (psia) = [presión (psig) + presión atmosférica (14.7 psi)]



Sulfuro de hidrógeno (H₂S)

El sulfuro de hidrógeno (H₂S) es un gas incoloro y venenoso que tiene un olor característico a huevo podrido a concentraciones bajas. El H₂S es soluble en agua, donde se comporta como un ácido débil y normalmente causan picaduras del acero al carbón. La corrosión por H₂S se llama corrosión ácida. Por lo general, cuando hay H₂S en un pozo o tubería de gas natural y se disuelve en salmuera, no hay nada de oxígeno u otro agente oxidante con él. También puede producirse a partir del metabolismo de las bacterias sulfato reductoras. La reacción general de corrosión del H₂S con el hierro es:



El sulfuro de hierro (FeS) producido por esta reacción generalmente se adhiere a las superficies del acero como polvo o incrustación negra. Esta incrustación tiende a causar la aceleración de la corrosión local porque el FeS es catódico para el acero y puede producir picaduras profundas en donde hay roturas en la capa continua de incrustación. Los sólidos de FeS cuando no se humectan con hidrocarburos o agua, pueden ser pirofóricos (combustión espontánea) cuando se exponen al aire porque el FeS se oxida a óxido de hierro.

Oxígeno (O₂)

En circunstancias en las que se introduce oxígeno (O₂) en los sistemas de gases naturales que contienen agua, se observan a menudo incrementos significativos en la corrosión general. El O₂ se introducen típicamente en áreas de succión (ej., bombas) donde el aire es arrastrado hacia el equipo de proceso, tratamiento o manejo de gas.

Estos incrementos se deben principalmente a que el O₂ es un agente oxidante fuerte. El O₂ también acelerará la corrosión por picadura, sobre todo cuando se mezcla con CO₂ y/o H₂S, en presencia de gas húmedo o agua libre. Cuando el O₂ está presente, no es raro que las proporciones de picadura aumenten 10 veces.

Como método práctico, las concentraciones de O₂ disuelto por arriba de 0.05 ppm (50 ppb) medido en agua se consideran corrosivas. También se deben considerar los flujos turbulentos en restricciones, codos, que puede acelerar las proporciones de corrosión por O₂.

Hidrocarburos líquidos

Los hidrocarburos líquidos son compuestos orgánicos y se condensarán a partir de la fase gaseosa a ciertas temperaturas y presiones (dependiendo de la composición de la fase de gas). Los condensados típicos de gas son moléculas orgánicas con 3 a 10 átomos de carbono (C₃, C₁₀). La cantidad de hidrocarburos líquidos en un sistema de tubería es una consideración importante con respecto de los riesgos de corrosión y los esquemas de remediación de la corrosión. Por



ejemplo, si los hidrocarburos representan la fase continua y el agua la fase dispersa, entonces la mayoría de los componentes del sistema se expondrán a la fase de hidrocarburo menos corrosiva. Si el agua es la fase continua, esto representa una situación más corrosiva. Debe realizarse una selección cuidadosa de los inhibidores de corrosión de fase acuosa para asegurar que se minimice la partición indeseada de dicho inhibidor a la fase de hidrocarburo. Además, se sabe que algunos hidrocarburos pueden reducir la corrosión interna, formando películas en las superficies de metal y/o porque cuentan con cualidades de inhibición de la corrosión.

1.1.3 Remediación de la corrosión

Los métodos de remediación de la corrosión incluyen:

- Tratamiento químico con inhibidores de corrosión y biocidas.
- Mantenimiento de instalaciones, incluyendo el uso de diablos de limpieza, limpieza de las trampas de humedad, barrido de las líneas y válvulas de drene.
- Uso de recubrimientos internos.
- Uso de protección catódica (PC) para la protección interior de tanques.
- Consideraciones de diseño de la instalación.

También es posible reducir o prevenir la corrosión minimizando la entrada de agua y limitando los niveles de gases potencialmente corrosivos (es decir, dióxido de carbono [CO₂], sulfuro de hidrógeno [H₂S] y oxígeno [O₂]).

Tratamiento químico

El tratamiento químico para el control de la corrosión en la mayoría de los sistemas de producción de hidrocarburos por lo general incluye el uso de biocidas e inhibidores de corrosión, por lo tanto solo trataremos estos.

Los productos pueden aplicarse mediante:

- Descargas (es decir, volúmenes grandes inyectados en una sola vez)
- Inyección continua.

La elección de un método de aplicación es función del tipo de inhibidor. Los inhibidores tipo amina, formadores de película, se adsorben en la capa del producto de la corrosión y tiene grados variables de vida de la película. Otros tipos de inhibidores interactúan químicamente con la superficie del metal y deben aplicarse sobre una base continua.

La aplicación continua se usa con frecuencia en ambientes que requieren una concentración constante de inhibidor residual en los líquidos existentes.



Otras influencias sobre el rendimiento del inhibidor de la corrosión

La utilidad y eficacia del tratamiento químico son afectados por numerosas condiciones como temperatura, velocidad, solubilidad y compatibilidad con otros químicos.

Efecto de la temperatura

Existe un acuerdo muy difundido de que la efectividad de los productos normalmente se ve influenciada de manera adversa por los incrementos de temperatura. El grado al que la temperatura afecta la eficacia química a menudo sólo puede determinarse después de las pruebas en el medio corrosivo real y una vez que se estudian las condiciones de operación. En algunos casos, los límites máximos de la temperatura de operación para el tratamiento de químicos se conocen bien. La temperatura es importante y es una consideración de diseño.

Efectos de la velocidad

Los efectos de la velocidad son importantes en la inhibición, sobre todo cuando se consideran con relación al rendimiento. El rendimiento de los productos puede verse afectado adversamente por la velocidad alta. Por otro lado, el rendimiento de algunos productos puede verse afectado de manera adversa por la velocidad baja, debido a la solubilidad baja.

Solubilidad

Los inhibidores líquidos de la corrosión pueden clasificarse según sus características de solubilidad en agua y aceite, así como su capacidad de dispersión. Estas características son importantes por varias razones. Muchas técnicas de tratamiento requieren diluir el inhibidor en un solvente apropiado (agua, condensado, queroseno, etc.) antes de la aplicación. Un producto se considera soluble en solvente si la mezcla químico-solvente permanece transparente. Un químico es considerado dispersable en un solvente si puede dispersarse en el solvente con agitación moderada de la mano. La dispersión del inhibidor en el solvente puede separarse rápidamente o puede permanecer disperso de manera uniforme en el solvente por periodos largos de tiempo. Dependiendo de la composición química del solvente, el inhibidor puede ser parcialmente soluble y dispersable en un sistema de solvente específico.

Compatibilidad con otros químicos

La compatibilidad de los inhibidores para tratamiento de la corrosión con otros productos por lo general no es un problema si dos o más químicos están presentes en concentraciones de unas cuantas ppm. Sin embargo, en algunos casos, dos o más químicos reaccionarán entre sí, anulando su efectividad o causando problemas operativos. Muchos químicos del campo petrolero no son



compatibles con otros productos, debido a las variaciones en el sistema de solvente, el tipo de químico.

1.1.3.1 Biocidas

Los biocidas pueden clasificarse en oxidantes y no oxidantes. Los oxidantes son agentes de amplio espectro que normalmente se usan en aplicaciones que no son de campos petroleros (ej., tratamiento de agua) e incluyen productos clorinados, productos oxigenados y productos bromados. Los no oxidantes son más específicos y menos corrosivos que los biocidas oxidantes. Son más comunes para operaciones de campos petroleros y pueden agruparse por su modo de acción en inhibidores metabólicos y agentes activos de superficie.

Los inhibidores metabólicos dañan las estructuras de las enzimas y de la proteína e inhiben el transporte de nutrientes u otras moléculas, y afectan otros procesos metabólicos. En esta clase de agentes no oxidantes se incluyen:

- Aldehídos (formaldehído, glutaraldehído)
- Sales de fosfonio cuaternarias (THPS)
- Compuestos de sulfuro (isotiazolina, carbamatos, metronitazola).

Los agentes activos de superficie son productos orgánicos con grupos funcionales que se unen a las superficies de la célula. Estos agentes alteran o destruyen las membranas de la célula y sus paredes o afecta la capacidad de la célula de regular su ambiente interior. En esta clase de no oxidantes se incluyen:

- Aminas formadoras de película (diaminas o cuaternarios)
- Surfactantes (por lo general tienen poca acción biocida, así que se usan junto con otros productos biocidas para ayudar a romper o remover las biopelículas e incrementar la dispersabilidad o penetración del biocida).

Criterios de selección y evaluación

Simular las condiciones de campo para evaluar el rendimiento del biocida puede ser difícil o imposible. El aparato de prueba más fiable es el ambiente de operación. Ninguna fuente de información debe ignorarse para evaluar los aditivos o variables del proceso. Pueden obtenerse datos muy valiosos si se mantienen registros diarios detallados sobre el rendimiento del equipo. Las pruebas de laboratorio sobre el exterminio de consorcios artificiales (combinando cepas de laboratorio de varios tipos de bacteria) o las comunidades naturales recuperadas de los sistemas reales del campo petrolero, se usan para evaluar los productos biocidas potenciales para las pruebas de campo. Las pruebas de campo incluyen evaluación de la efectividad del biocida en las bacterias planctónicas (y sirven como tamizado adicional), pero no indican con precisión la efectividad en poblaciones sésiles (es decir, biopelículas) a menos que se evalúen las bacterias sésiles. Pueden usarse cupones como indicador final de la efectividad del biocida



para indicar el ataque microbiano de superficies de metal. Típicamente, un cupón se instalaría corriente arriba de un sistema de inyección y otro cupón se pondría corriente abajo por el periodo de tiempo suficiente prescrito. Los cupones se analizarían entonces para determinar la eficacia del tratamiento.

1.1.3.2 Inhibidores de corrosión

Los inhibidores de corrosión mitigan la corrosión ya que se adsorben sobre las superficies metálicas. Sin embargo, algunos inhibidores de corrosión como los alcoholes pueden servir como fuente de alimento para algunas bacterias y pueden fomentar su crecimiento. Por consiguiente, un programa eficaz de inhibición de la corrosión requiere la selección apropiada del inhibidor para las características operacionales del sistema. El tratamiento químico con surfactantes o dispersantes puede ser necesario para sistemas contaminados con biopelículas y/o sólidos. También puede requerirse la limpieza mecánica. Los sólidos acumulados pueden producir corrosión bajo el depósito, y pueden crear un ambiente favorable para el ataque localizado, incluyendo MIC.

Clasificación de los inhibidores

Es difícil de determinar las diferencias en los productos de inhibición de la corrosión, ya que los nombres comerciales y etiquetas no reflejan la composición. Existen muchos nombres comerciales para productos esencialmente similares, y la mayoría de los productos son una mezcla de varios ingredientes activos. La mayoría de los componentes de los inhibidores de corrosión pueden clasificarse como:

- Amidas/imidazolinas
- Sales de nitrógeno que contienen moléculas con ácidos carboxílicos
- Cuaternarios de nitrógeno
- Aminas, amidas e imidazolinas oxialquilatadas de espuma
- Heterocíclicos de nitrógeno y compuestos que contienen fósforo, sulfuro y oxígeno.

Una distinción importante entre los inhibidores es su solubilidad (solubles en aceite o solubles en aceite y dispersables en agua). Por ejemplo, los productos solubles en aceite y dispersables en agua por lo general actúan mejor cuando puede mantenerse un mezclado suficiente debido a las velocidades de flujo.

Fundamentos de los mecanismos del inhibidor

La mayoría de los inhibidores forma algún tipo de película sobre la superficie metálica protegida. Los mecanismos a través de los cuales funcionan los inhibidores son:



- Adsorción para formar una película delgada en la superficie de un material corrosivo
- Cambio de las características de la película del producto de corrosión para hacerla más protectora.

Criterios de selección y evaluación

Los criterios para seleccionar un inhibidor de corrosión son:

- Capacidad de suministrarse a lugares corrosivos
- Capacidad de evitar la corrosión presente en esos lugares
- Compatibilidad con el proceso y operaciones existentes
- Precio.

Los productos a elegir son evaluados por la información proporcionada por el vendedor y mediante pruebas de laboratorio.

Compatibilidad

Al seleccionar un inhibidor de corrosión se debe conocer su nivel de compatibilidad con otros procesos. Algunos inhibidores tienden a causar problemas de emulsión y espuma y por lo tanto se suministran con aditivos para prevenir estos efectos. También se debe considerar la compatibilidad de un inhibidor con los sellos, revestimientos o diafragmas, ya que algunos inhibidores pueden disolver ciertos materiales de elastómero. Conjuntamente, se debe tener en cuenta la estabilidad del inhibidor a temperaturas mayores a 180°F (82°C).

Métodos de aplicación

La aplicación de los inhibidores de corrosión puede realizarse por tratamientos por lote o por inyección continua. Los tratamientos por lote no requieren mantenimiento de una bomba de inyección y cubren toda la circunferencia de la tubería con un inhibidor de corrosión que normalmente no se dispersa en la fase de agua. Los tratamientos continuos aseguran que el tratamiento no se interrumpa y se usan inhibidores de corrosión diseñados para dispersarse en la fase de agua.

1.2 INCRUSTACIONES^{2, 3}

Las incrustaciones son compuestos resultantes de la cristalización y precipitación de iones minerales presentes en el agua que, en este caso, está asociada a la explotación de los yacimientos de petróleo; en otras palabras, son el producto de

² PATTON, Charles C. Applied Water Technology. Campbell Petroleum Series. Dallas, Texas. 1995 pág. 67-104.

³ CASTRO H., Henry F. y GAMEZ M., Christian J.. Evaluación de la depositación de incrustaciones en sistemas de bombeo electrosumergible del campo Cantagallo. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. 2009.

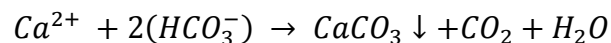
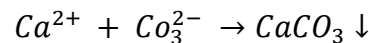


la alteración del equilibrio termodinámico, favorecido por cambios en presión y/o temperatura, lo cual genera que iones disueltos en agua por atracción según sus cargas moleculares, generen moléculas de mayor tamaño y posterior precipitación.

1.2.1 CLASES DE INCRUSTACIONES

Carbonato de calcio (CaCO_3)

La incrustación de carbonato de calcio o calcita es una de las más frecuentes encontradas en la industria petrolera. Los cristales formados por carbonato de calcio son de gran tamaño. El carbonato puede ser identificado cualitativamente mediante la adición de unas cuantas gotas de un ácido mineral. El carbonato de calcio puede ser formado por la combinación del ión calcio ya sea con el ión carbonato o bicarbonato.



Sulfato de calcio (CaSO_4)

El sulfato de calcio usualmente se precipita directamente sobre las superficies metálicas de las líneas de flujo, hervidores, tubos intercambiadores de calor. Los cristales de sulfato de calcio son más pequeños que los de carbonato de calcio; esta incrustación es generalmente más dura y densa que la de carbonato.

El sulfato no efervece cuando es tratado con ácido y no se puede remover satisfactoriamente por acidificación. Generalmente el yeso es la forma más estable a bajas temperaturas, mientras que la anhidrita es formada a altas temperaturas. La depositación del CaSO_4 puede ser causada por evaporación.

Sulfato de bario (BaSO_4)

La incrustación de sulfato de bario es la menos soluble. Se presenta cuando se combina el ión bario con los iones sulfato; por lo general se encuentra junto a los depósitos de sulfato de estroncio. La solubilidad del BaSO_4 es tan baja, que una vez se combinan los iones bario y sulfato el compuesto resultante se precipita casi de inmediato; por esta razón es raro encontrar cantidades significativas de ambos iones (sulfato y bario) en una misma agua. Cuando ambos iones están presentes, normalmente es el resultado de la mezcla de dos o más aguas debido a fugas o rupturas en el casing, malos trabajos de cementación o por la mezcla de aguas en



proyectos de inyección.

Sulfato de estroncio (SrSO_4)

El sulfato de estroncio se forma por la reacción del ión estroncio con los iones sulfato. El nombre del mineral formado por sulfato de estroncio es la celestita. El comportamiento de la solubilidad del SrSO_4 es muy similar al del sulfato de bario, excepto que el sulfato de estroncio es mucho más soluble. El sulfato de estroncio tiene una solubilidad de 144 mg/L en agua pura a una temperatura de 25°C. La solubilidad de sulfato de estroncio aumenta con la temperatura y con el contenido de sales disueltas.

La incrustación de sulfato de estroncio usualmente coprecipita con el bario para formar incrustación (Ba y Sr) SO_4 y se presenta en proporciones que van desde 1.25% a 15.9% de sulfato de estroncio; el resto del depósito puede ser sulfato de bario. En resumen, la posibilidad de formación de depósitos de sulfato de estroncio aumenta cuando se incrementa la temperatura y el contenido de NaCl hasta un máximo aproximado de 125000 mg/L.

Compuestos de hierro

Los depósitos de hierro pueden ser originados por dos fuentes, una son los iones de hierro presentes en el agua de producción y la otra es el resultado de la corrosión de las estructuras metálicas. Las aguas de formación normalmente contienen unos pocos ppm de hierro natural (máximo 100 ppm) en forma de ión ferroso (Fe^{++}) o férrico (Fe^{+++}). Es raro encontrar en las aguas de formación valores tan altos de hierro como 100 ppm, por lo tanto valores mayores son indicativos de corrosión.

Adicionalmente, según su contenido de gases disueltos se pueden clasificar en:

- Compuestos de hierro ocasionados por el O_2 .
- Compuestos de hierro ocasionados por el CO_2 .
- Compuestos de hierro ocasionados por la acción bacteriana y el H_2S .

Cuadro 2. Formas de incrustación más comunes en campos de petróleo.

NOMBRE	FÓRMULA QUÍMICA	VARIABLES PRIMARIAS
Carbonato de calcio	CaCO_3	<ul style="list-style-type: none">✓ Presión parcial de CO_2✓ pH✓ Temperatura.✓ Presión✓ Sólidos totales disueltos



Sulfato de calcio <ul style="list-style-type: none">• Yeso• Hemihidrato• Anhidrita	<ul style="list-style-type: none">• $\text{CaSO}_4 + 2\text{H}_2\text{O}$• $\text{CaSO}_4 + 1/2\text{H}_2\text{O}$• CaSO_4	<ul style="list-style-type: none">✓ Temperatura✓ Presión✓ Sólidos totales disueltos
Sulfato de bario	BaSO_4	<ul style="list-style-type: none">✓ Temperatura✓ Presión✓ Sólidos totales disueltos
Sulfato de estroncio	SrSO_4	<ul style="list-style-type: none">✓ Temperatura✓ Presión✓ Sólidos totales disueltos
Compuestos de hierro <ul style="list-style-type: none">• Carbonato ferroso• Sulfuro ferroso• Hidróxido ferroso• Hidróxido férrico• Oxido férrico	<ul style="list-style-type: none">• FeCO_3• FeS• $\text{Fe}(\text{OH})_2$• $\text{Fe}(\text{OH})_3$• Fe_2O_3	<ul style="list-style-type: none">✓ Gases disueltos✓ Corrosión✓ Temperatura✓ Presión✓ pH

Fuente: PATTON, Charles, Campbell Petroleum Series. "Applied Water Technologies". 1995.

1.2.2 Escenarios de formación de incrustaciones⁴

Mezclas incompatibles

La mezcla de aguas incompatibles provenientes de la inyección y de la formación puede provocar el desarrollo de incrustaciones. La mezcla de estos fluidos en la matriz cercana al pozo generalmente produce nuevos fluidos con concentraciones combinadas de iones que superan los límites de solubilidad de los carbonatos.

Autosedimentación

El fluido de un yacimiento experimenta cambios de temperatura y presión durante la producción; si estos cambios modifican la composición del fluido de modo tal que se supere el límite de solubilidad de un mineral, éste precipita en forma de incrustaciones minerales; el fenómeno recibe el nombre de autosedimentación. Las incrustaciones de sulfatos y carbonatos pueden precipitar como resultado de cambios de presión ocurridos dentro del pozo o en cualquier restricción en el fondo.

Otro problema serio se presenta cuando precipitan residuos de carbonatos a partir de los fluidos producidos que contienen gases ácidos. La disminución de la presión durante la producción libera gases del fluido, cuyo pH aumenta y provoca el depósito de residuos minerales.

⁴ Crabtree, Mike, et al. 1999, "La lucha contra las incrustaciones- Remoción y prevención". Oilfield Review, Schlumberger, volumen 11, número 3, pág. 30-49.



Incrustaciones inducidas por la evaporación del agua de producción

La formación de residuos minerales también está relacionada con la producción simultánea de hidrocarburos gaseosos y salmuera de la formación. A medida que disminuye la presión hidrostática en las tuberías de producción, el volumen de hidrocarburos gaseosos se expande y la fase de salmuera que todavía se encuentra caliente se evapora. Como resultado, se produce una concentración de iones disueltos que supera la solubilidad del mineral en el agua remanente. Ésta es una causa habitual de incrustaciones de halita en pozos con alta presión y altas temperaturas (HTHP), si bien otros tipos de incrustaciones también se pueden formar de esta misma forma.

Inundación con gas

En operaciones de recobro secundario de petróleo, cuando se evalúan y se ponen en ejecución proyectos de inyección de CO₂, se puede provocar la formación de residuos minerales debido a que el agua de formación se encuentra en un sistema presurizado, y al inyectarse CO₂ provoca que parte del gas se disuelva en la fase acuosa, y por consiguiente el agua se vuelve ácida y disuelve la calcita que se encuentra en la formación.

Las subsiguientes caídas de presión que se producen en la formación alrededor de un pozo en producción, pueden provocar que el CO₂ se separe de la solución y por ende el pH del agua se vuelva a situar en valores altos provocando con esto que se precipiten residuos de carbonatos en los cañoneos y en el *wellbore*. La formación de incrustaciones minerales en el ambiente que rodea al pozo provoca una caída adicional de la presión y esto conlleva a presentar más precipitaciones. Como ocurre en el caso de la autosedimentación, este proceso de autogeneración puede llegar a sellar totalmente los cañoneos creando una pared impermeable entre el pozo y la formación en unos pocos días, deteniendo la producción por completo.

Sobresaturación

Una solución saturada es aquella que está en equilibrio con su soluto. Soluciones sobresaturadas son las que contienen concentraciones más altas de soluto disuelto que su concentración de equilibrio. La sobresaturación puede ocurrir por muchas razones, una de ellas es el hecho de que los cristales submicroscópicos tienen una solubilidad mayor que las partículas más grandes. Ésto previene el fácil proceso de cristalización.

Hay numerosas formas de sobresaturar una solución como: fluctuaciones de temperatura, alteración del pH, adición de material precipitante, mezcla de dos



aguas incompatibles, reducción de la presión (común en la producción de petróleo y gas), agitación, evaporación, aumento de las concentraciones.

Tiempo de contacto

Para que el depósito se forme después de que una solución ha sido sobresaturada y la nucleación ha ocurrido, debe haber suficiente tiempo de contacto entre la solución y los sitios de nucleación en la superficie. Generalmente, cuanto más largo sea el tiempo de contacto de una superficie con una solución formadora de depósito, es más probable que la formación de depósito ocurra. El tiempo requerido varía de segundos a años, dependiendo del grado de sobresaturación, el tipo de material formador del depósito, el tipo y sitio de nucleantes, temperatura, presión y agitación.

Precipitación y crecimiento del cristal

Los cristales se forman por la agregación de moléculas las cuales continúan creciendo hasta cuando ellas forman núcleos. La depositación entonces comienza en los núcleos o en núcleos combinados, para formar cristales visibles. El polimorfismo, la ocurrencia de una sustancia química en muy distintas modificaciones de cristales, es común en muchos materiales formadores de precipitados. Tales modificaciones son causadas por la variación en las condiciones ambientales durante la cristalización.

1.2.3 Índice de saturación

Para la predicción de la formación de ciertos tipos de incrustación se pueden utilizar cálculos de solubilidad o índices de saturación, procedimientos que deben ser tomados solamente como una guía, cuya determinación puede ayudar a indicar la tendencia a la incrustación o probabilidad de formación de la misma.

En la literatura hay diferentes autores que presentan sus modelos para determinar la tendencia ya sea incrustante o agresiva de las aguas. Entre éstos se encuentran los índices de Langelier, Ryznar, Stiff Davis y Oddo-Tomson.

Para efectos del desarrollo de la metodología de selección, se escogió tomar como referencia el método desarrollado por Oddo-Tomson, debido a que éste presenta mayor complejidad y robustez en el análisis de las variables que gobiernan el comportamiento de esta problemática y además, el hecho de que los cálculos de este autor figuran para fluidos multifásicos.



INDICE DE SATURACIÓN I_s ODDO & TOMSON

El método de Oddo & Tomson permite al igual que los índices de Stiff Davis, obtener los índices de saturación con algunas ventajas, como el hecho de considerar los efectos de la presión total debido a variaciones de las presiones parciales del CO_2 y la ampliación del rango de trabajo de temperaturas (mayores a 98°C), que es la limitante de Stiff & Davis. El mayor logro obtenido para este método es el desarrollo de un algoritmo que permita medir el pH a cualquier condición, ya que las condiciones de altas temperaturas y presiones ofrecen muchas veces impedimentos para su medición. Para el caso de este proyecto el valor de pH es obtenido de forma directa y real en campo, por lo tanto no va a presentar problema alguno.

El índice de saturación esta dado en función de las concentraciones de Calcio y bicarbonatos (para el caso de los carbonatos), fuerza iónica, temperatura y presión del sistema.

Un I_s positivo indica una solución capaz de precipitar CaCO_3 , I_s negativo indica una solución que puede disolver CaCO_3 .

Cuadro 3. Interpretación índice de saturación Oddo & Tomson.

ODDO & TOMSON		
ÍNDICE DE SATURACIÓN	<0	NO genera incrustación
	=0	Equilibrio
	>0	SI genera incrustación

Fuente: PATTON, Charles, Campbell Petroleum Series. "Applied Water Technologies". 1995.

En los siguientes cuadros se resumen las ecuaciones utilizadas para la determinación del índice de saturación para cada uno de los tipos de incrustaciones (carbonatos y sulfatos) y el estimado de la cantidad de incrustación formada.



Cuadro 4. Ecuaciones para la determinación del índice de saturación I_S de Oddo & Tomson.

ÍNDICE DE SATURACIÓN I_S (ODDO & TOMSON)	
INCRUSTACIÓN	CaCO₃
	ECUACIÓN
	$I_S = \log[(Ca^{++})(HCO_3^-)] + pH - 2.76 + 9.88 * 10^{-3}T + 0.61 * 10^{-6}T^2 - 3.03 * 10^{-5}P - 2.348\sqrt{\mu} + 0.77\mu$
	VARIABLES
	$Ca^{++} = \text{Concentración ión calcio, } \frac{\text{moles}}{L}$
	$HCO_3^- = \text{Concentración ión bicarbonato, } \frac{\text{moles}}{L}$
	$T = \text{Temperatura, } ^\circ F$
	$P = \text{Presión absoluta total, psia}$
	$\mu = \text{Fuerza iónica molar, } \frac{\text{moles}}{L}$
CaSO₄	
ECUACIÓN	
$I_{S(Gyp)} = \log[(Ca^{++})(SO_4^{--})] + 3.47 + 1.8 * 10^{-3}T + 2.5 * 10^{-6}T^2 - 5.9 * 10^{-5}P - 1.13\sqrt{\mu} + 0.37\mu - 2.0 * 10^{-3}\sqrt{\mu}T$	
$I_{S(Hemi)} = \log[(Ca^{++})(SO_4^{--})] + 4.04 - 1.9 * 10^{-3}T + 11.9 * 10^{-6}T^2 - 6.9 * 10^{-5}P - 1.66\sqrt{\mu} + 0.49\mu - 0.66 * 10^{-3}\sqrt{\mu}T$	
$I_{S(Anhy)} = \log[(Ca^{++})(SO_4^{--})] + 2.52 + 9.98 * 10^{-3}T - 0.97 * 10^{-6}T^2 - 3.07 * 10^{-5}P - 1.09\sqrt{\mu} + 0.50\mu - 3.3 * 10^{-3}\sqrt{\mu}T$	
VARIABLES	
$Ca^{++} = \text{Concentración ión calcio, } \frac{\text{moles}}{L}$	
$SO_4^{--} = \text{Concentración ión sulfato, } \frac{\text{moles}}{L}$	
$T = \text{Temperatura, } ^\circ F$	
$P = \text{Presión absoluta total, psia}$	
$\mu = \text{Fuerza iónica molar, } \frac{\text{moles}}{L}$	
BaSO₄	
ECUACIÓN	
$I_S = \log[(Ba^{++})(SO_4^{--})] + 10.03 - 4.8 * 10^{-3}T + 11.4 * 10^{-6}T^2 - 4.8 * 10^{-5}P - 2.62\sqrt{\mu} + 0.89\mu - 2.0 * 10^{-3}\sqrt{\mu}T$	
VARIABLES	
$Ba^{++} = \text{Concentración ión calcio, } \frac{\text{moles}}{L}$	
$SO_4^{--} = \text{Concentración ión sulfato, } \frac{\text{moles}}{L}$	
$T = \text{Temperatura, } ^\circ F$	
$P = \text{Presión absoluta total, psia}$	
$\mu = \text{Fuerza iónica molar, } \frac{\text{moles}}{L}$	



SrSO₄	ECUACIÓN
	$I_s = \log[(Sr^{++})(SO_4^{--})] + 6.11 + 2.0 * 10^{-3}T + 6.4 * 10^{-6}T^2 - 4.6 * 10^{-5}P - 1.89\sqrt{\mu} + 0.67\mu - 1.9 * 10^{-3}\sqrt{\mu}T$
	VARIABLES

Sr⁺⁺ = Concentración ión estroncio, $\frac{\text{moles}}{\text{L}}$
SO₄⁻⁻ = Concentración ión sulfato, $\frac{\text{moles}}{\text{L}}$
T = Temperatura, °F
P = Presión absoluta total, psia
μ = Fuerza iónica molar, $\frac{\text{moles}}{\text{L}}$

Fuente: PATTON, Charles, Campbell Petroleum Series. "Applied Water Technologies". 1995.

Cuadro 5. Ecuaciones para la determinación de la cantidad de incrustación formada P Oddo & Tomson.

ESTIMACIÓN DE LA CANTIDAD DE INCRUSTACIÓN FORMADA P (ODDO & TOMSON)	
ECUACIÓN	
$PTB = 175 * PM * \left[G - \sqrt{X^2 + \frac{4}{10^{pKc}}} \right]$	
VARIABLES	
<i>PTB</i> = Cantidad máxima de incrustación que puede precipitar, $\frac{\text{lb}}{1000\text{bbl}}$ <i>PM</i> = Peso molecular componentes de la incrustación <i>G</i> = Componente ⁺⁺ + Componente ⁼ , $\frac{\text{moles}}{\text{L}}$ <i>X</i> = Componente ⁺⁺ - Componente ⁼ , $\frac{\text{moles}}{\text{L}}$	
$pKc = pH - 2.76 + 9.88 * 10^{-3}T + 0.61 * 10^{-6}T^2 - 3.03 * 10^{-5}P - 2.348\sqrt{\mu} + 0.77\mu$	

Fuente: PATTON, Charles, Campbell Petroleum Series. "Applied Water Technologies". 1995.

1.2.4 Inhibidores de incrustaciones⁵

Los inhibidores de incrustación son productos químicos que pueden retardar, reducir, o prevenir la formación de incrustaciones cuando son adicionados en

⁵ Graham, G.M., Boak, L.S. and Sorbie, K.S. "The Influence of Formation Calcium and Magnesium on the Effectiveness of Generically Different Barium Sulphate Oilfield Scale inhibitors". SPE 81825. Publicado en la Revista SPE Production & Facilities. Febrero de 2003.



pequeñas cantidades a aguas normalmente formadoras de éstas. La mayoría de los inhibidores de incrustación usados en los campos de petróleo funcionan bajo uno o ambos de los siguientes mecanismos:

- Previenen la nucleación, lo que bloquea la formación de cristales.
- Cuando las primeras incrustaciones empiezan a formarse, cristales muy pequeños se precipitan del agua. En este punto el inhibidor de incrustación se adsorbe sobre la superficie de los cristales mientras aún son muy pequeños previniendo el crecimiento.
- En algunos casos el inhibidor de incrustación previene la adherencia de los cristales de incrustaciones precipitados sobre las superficies sólidas.

Los mecanismos por los cuales los inhibidores de incrustación funcionan, involucran las siguientes habilidades:

- Dispersantes.
- Antiprecipitantes.
- Secuestrantes.
- Agentes quelantes.
- Modificadores de cristales.
- Condicionadores de depósitos de incrustaciones.

Los polímeros con base en fosfonatos cumplen su función de la siguiente manera: cuando el primer depósito comienza a formarse, muchos cristales diminutos se precipitan del agua, en este momento los iones fosfonato cubren los diminutos cristales antes de que éstos puedan agruparse y así crecer. Este mecanismo es conocido como *adsorción* del fosfonato sobre el núcleo de la depositación inorgánica; por lo tanto gran cantidad de incrustaciones puede tratarse con poca cantidad de polifosfonato.

El tiempo de vida promedio de un tratamiento de inhibición puede oscilar entre 3 y 6 meses y según las condiciones de adsorción en las paredes de los poros y la precipitación en el espacio poroso se puede extender hasta dos años.

En incrustaciones de CaCO_3 el inhibidor se compone de fosfatos y ácido fosfinocarboxílico. Los iones Ca^{++} son liberados cuando se deja el inhibidor en la formación y el mecanismo de retención es la precipitación en las zonas de carbonatos.

1.2.4.1 Tipos de inhibidores de incrustaciones

INHIBIDORES QUÍMICOS ORGÁNICOS

Se utilizan con mayor frecuencia y no presentan problemas de reversión. Las dosis de inhibidor a usar oscilan entre 5 y 15 ppm; pero si existen bastantes sólidos suspendidos



en el agua, el inhibidor se adsorberá sobre la superficie de los mismos gastándose y haciéndose necesario la aplicación de mayores concentraciones. Se han encontrado los siguientes tipos de inhibidores orgánicos:

Ésteres orgánicos (polifosfonatos orgánicos, ésteres fosfonatos)

Son los inhibidores más efectivos en el control de depósitos de CaSO_4 . No se recomiendan por encima de 212°F . Los ésteres fosfonatos genéricos comúnmente más usados en la industria del petróleo son: ésteres amino fosfato y ésteres alcohol fosfato.

Sus cualidades más importantes son:

- Inhibidor de umbral.
- Inhibe los cuatro tipos más importantes de incrustaciones.
- Específicamente bueno para $\text{BaSO}_4/\text{CaCO}_3$.
- Puede aplicarse tanto en forma continua como por “squeeze”.
- Efectivos a más bajas concentraciones que otros tipos de inhibidores.
- No son afectados por bajos pH.
- Hidrolíticamente son más estables que los polifosfatos.
- Son muy estables con el tiempo.
- No se afectan por altas concentraciones de sal.
- Funcionan como modificador de crecimiento de cristales.
- Puede monitorearse fácilmente por el procedimiento residual.

Sus desventajas más relevantes son:

- Son estables solo hasta 160°F .
- No son muy apropiados para ser aplicados en “squeeze”.
- Se desgastan muy rápido porque se adsorben sobre los sólidos suspendidos
- Los ésteres de fosfato de alcohol son menos efectivos que los ésteres de fosfato de amino.

Fosfonatos orgánicos

Son los más recomendados para el tratamiento de CaCO_3 . Son más estables que los ésteres a altas temperaturas y presentan efectividad inclusive a temperaturas superiores a 350°F . Los fosfonatos genéricos orgánicos más comúnmente utilizados en la industria del petróleo son: ATMP (aminoácidos trimetileno fosfónico), HEDP (ácido difosfónico hidroxietilideno), EDTMPS (tetra Etilendiamina (Metileno fosfónico)), HMDTMPA (tetra hexametilendiamina (ácido fosfónico metileno)).

Sus ventajas más importantes son:

- Especiales para el tratamiento de carbonato de calcio.
- Funcionan como modificadores del crecimiento del cristal.



- Inhibidor de umbral
- Inhiben gran cantidad de depósitos incrustantes.
- Estable a temperaturas superiores a 350°F.
- Generalmente presentan buena solubilidad en agua salada de calcio.
- Se aplican en forma continua o por “squeeze”.
- Fácil monitoreo por procedimiento residual

Desventajas:

- Trabajan para incrustaciones específicas.
- Limitada estabilidad térmica por encima de los 400°F.
- Pueden verse afectados por altas concentraciones de hierro
- Problemas potenciales de solubilidad en salmueras con alto contenido de calcio.

Polímeros orgánicos

Se utilizan principalmente a altas temperaturas (> 350°F), ésto les permite ser más estables que los fosfonatos. Los polímeros orgánicos genéricos más comúnmente usados en la industria del petróleo son: poliacrilatos, polimetacrilatos, poliacrilamida y polimaleato.

Ventajas:

- Estabilidad térmica hasta los 450°F
- Funcionan como modificadores y dispersante de cristales.
- Inhibidores de umbral.
- Efectivos contra la mayoría de los tipos de incrustaciones
- Fácil monitoreo.
- Se pueden aplicar en forma continua o por “squeeze”.
- Buenas características de adsorción y desadsorción.

Desventajas:

- Deben usarse en concentraciones elevadas.
- Alto costo.
- Elevado peso molecular (1000-10000), lo cual limita su solubilidad en salmueras de calcio.
- Para tratamientos de superficie, normalmente la relación costo/beneficio no es tan buena como la de los ésteres fosfatos / fosfonatos.
- El procedimiento de monitoreo a veces es difícil.



INHIBIDORES QUÍMICOS INORGÁNICOS

Polifosfatos inorgánicos

Son materiales sólidos inorgánicos no cristalinos que se clasifican como simples (se disuelven en agua rápidamente) y de solubilidad controlada (se disuelven lentamente en agua). Los genéricos más utilizados en la industria del petróleo son: hexametáfosfato de sodio, tripolifosfato de sodio, tripolifosfato de potasio.

Las cualidades de los polifosfatos inorgánicos son:

- Funcionan como modificadores del crecimiento del cristal.
- Inhiben el umbral: puede estabilizar grandes concentraciones de calcio con menores cantidades estequiométricas.
- Relativamente económicos.

Desventajas:

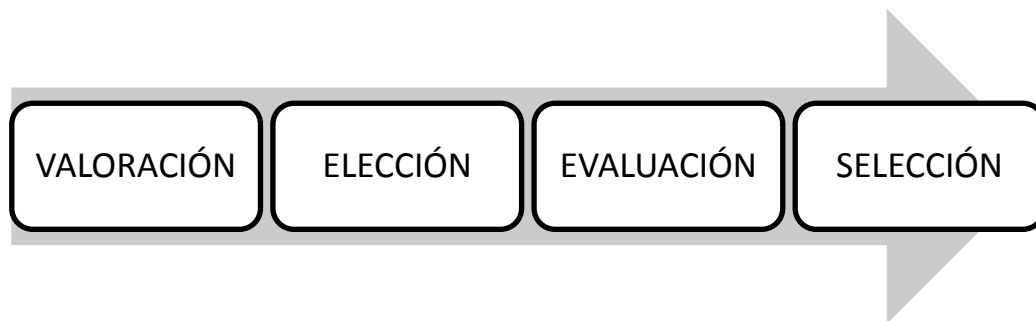
- Hidrolíticamente inestables, por encima de los 90°F revierte a ortofosfato.
- Baja solubilidad en salmueras con gran contenido de calcio.
- Pueden formar precipitados de fosfato de calcio.



2. METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DE INHIBIDORES

En este capítulo se mencionan los pasos que se emplean para realizar la selección de los diferentes productos químicos evaluados como inhibidores de corrosión e incrustaciones, así como también las variables de entrada, el procedimiento lógico (diagrama de flujo) y las pruebas de laboratorio para la evaluación de los mismos.

2.1 ESQUEMA GENERAL DE LA METODOLOGÍA



1. VALORACIÓN del problema con base en los análisis fisicoquímicos y composiciones típicas de los parámetros que rigen su comportamiento, referenciando los estándares establecidos en la normas NACE MR 0176, SP 0106 y MR 0194, y la determinación de los Índices de Saturación IS (Oddo & Thompson).
2. ELECCIÓN de los compuestos a evaluar luego de efectuar la valoración de la problemática de acuerdo con los resultados obtenidos en la etapa de valoración.
3. EVALUACIÓN de los compuestos escogidos en la etapa de elección, a través de la realización de pruebas de laboratorio específicas para cada problemática (corrosión e incrustación) que simulan las condiciones operativas y de equilibrio de los fluidos.
4. SELECCIÓN final de los productos químicos definida por criterios propios de la operación, eficiencia, dosificación, costo y persistencia, por cuanto el método de selección analítico solo permitirá una selección inicial que deberá valorarse en campo para confirmación.

2.1.1 Pasos de la metodología

A continuación se presentan los pasos a seguir de la metodología de selección.

1. Identificar el área de estudio. Características y condiciones relevantes del campo y el pozo.
2. Identificar variables críticas de la problemática. Características y propiedades del fluido.



3. Identificar el método de producción del pozo.
4. Identificar variables y condiciones particulares del método de producción.
5. Valoración de la problemática: análisis de variables y condiciones particulares de cada tipo de corrosión.
6. Elección del producto químico a evaluar (uno o más, según sea el caso); análisis de variables (condiciones operacionales del pozo y método de producción).
7. Realizar pruebas de laboratorio para evaluar los productos escogidos en la etapa de elección (paso 6).
8. Realizar análisis de desempeño técnico de los productos evaluados.
9. Selección final del producto químico a implementar.
10. Adelantar valoración de productos seleccionados en etapa conceptual y de laboratorio a nivel de campo.

2.1.2 Descripción de la metodología de selección

Cada uno de los pasos son explicados a continuación, además de ser expuesto en el diagrama de flujo en la Figura 14, que facilita la comprensión de la metodología.

2.1.2.1 Identificar el área de estudio.

Es necesario conocer la información general y actualizada del campo y los pozos, pues basada en ésta el ejecutante de la metodología debe fundamentar su análisis teórico.

La información que se debe revisar en este paso es:

- **Información general del campo**

- Nombre
- Ubicación
- Fecha de inicio de producción
- Condiciones y variables generales del campo. (Ver numeral 2.2.1.1).

- **Información general del pozo.**

- Nombre
- Ubicación
- Fecha de inicio de producción
- Condiciones y variables generales de los métodos de producción. (ver numeral 2.2.1.2)
- Trabajos relevantes realizados e información especial (lecciones aprendidas, particularidades del pozo, etc.)

2.1.2.2 Identificar variables críticas de la problemática.

Es indispensable, a partir de los datos fisicoquímicos del fluido y operacionales del pozo, identificar, seleccionar y definir las variables que rigen el comportamiento de



los procesos de corrosión e incrustación para poder realizar el análisis de la problemática.

2.1.2.3 Identificar el método de producción del pozo.

La necesidad de conocer el método y/o sistema de levantamiento bajo el cual produce el pozo radica en identificar las opciones de aplicabilidad posterior de los tratamientos (Batch, Continuo, Squeeze), ya que el tipo de levantamiento no condiciona la selección del producto químico pero si su forma de aplicación.

2.1.2.4 Identificar variables y condiciones particulares del método de producción.

Se debe contar con los datos actualizados de las condiciones particulares del método de levantamiento (presión, temperatura, velocidad, diámetro de tubería; ver numeral 2.2.1.3 “Condiciones y variables particulares de cada método de producción”) debido a que éstos influyen en el comportamiento termodinámico de los fluidos, por cuanto conocer el sistema de levantamiento permite simular las etapas más críticas del comportamiento del fluido transportado.

2.1.2.5 Valoración de la problemática.

Este paso está conformado por un proceso general de valoración de la corrosión e incrustación, que involucra el análisis de las variables y parámetros que rigen el comportamiento de cada problemática en particular y da como resultado la determinación de su presencia e intensidad en el pozo de estudio.

Este procedimiento consta de dos partes: la primera donde se analizan los parámetros concernientes al fenómeno de la corrosión y la segunda en la que se realizan los cálculos para determinar la presencia e intensidad de incrustaciones en el fluido de estudio.

2.1.2.5.1 Primera parte-Corrosión

En vista de que el análisis de los fenómenos corrosivos se fundamenta en la valoración de parámetros fisicoquímicos tanto en fase gas como en fase acuosa, y que su condición de severidad varia conforme se comporta la presión y temperatura a lo largo del sistema, en este ítem se toman como referencia las directrices establecidas en las normas técnicas de la NACE para la conceptualización, reconocimiento, manejo y tratamiento de la corrosión como fenómeno asociado al desarrollo de diferentes procesos en la industria.

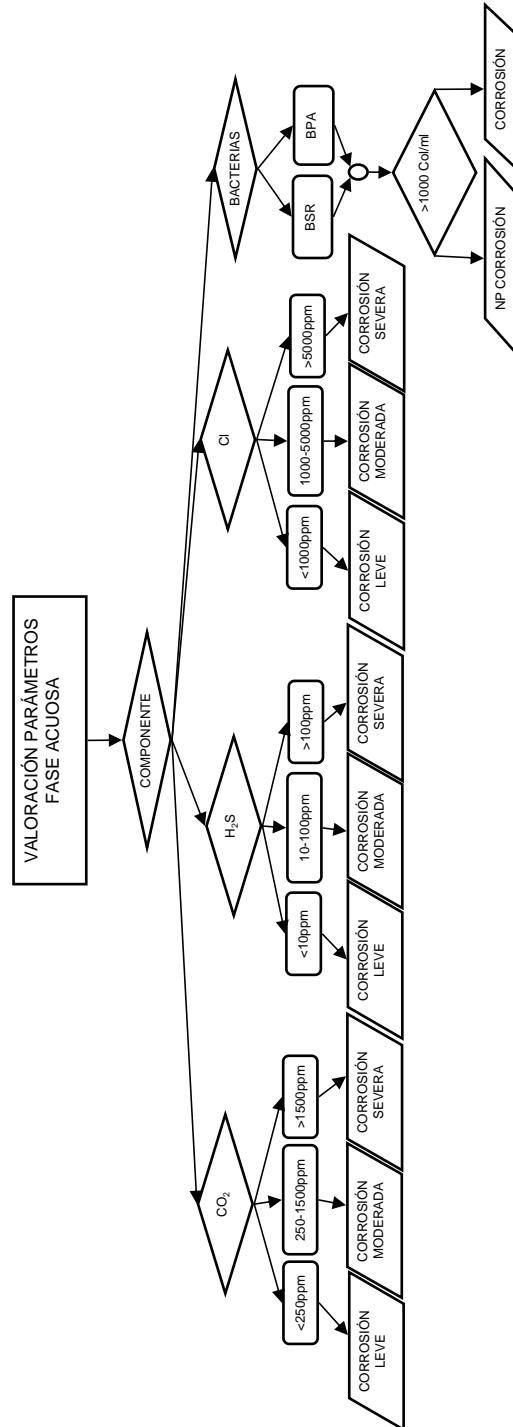
En la base de datos de normas de esta organización se encuentran innumerables ejemplares relacionados con el problema en general pero, para el análisis específico de la valoración de esta problemática se escogieron las



pautas y criterios presentados en las normas NACE MR0176-2006, SP0106-2006 y TM0194-94.

La compilación de los conceptos fundamentales extraídos de estos documentos para llevar a cabo esta parte del proceso se encuentra resumida esquemáticamente en los diagramas presentados a continuación.

Figura 1. Valoración corrosión parámetros acuosa

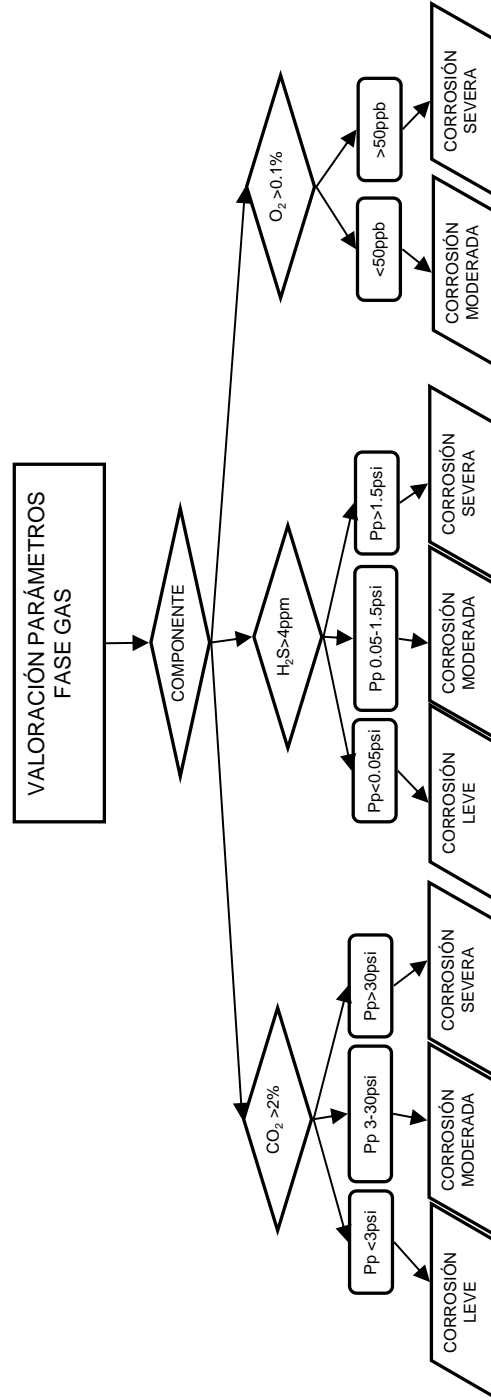


BSR: Bacterias Sulfato-Reductoras, BPA: Bacterias Productoras de Ácido, NP: No presenta

Fuente: Autores.



Figura 2. Valoración corrosión parámetros fase gas



Fuente: Autores.



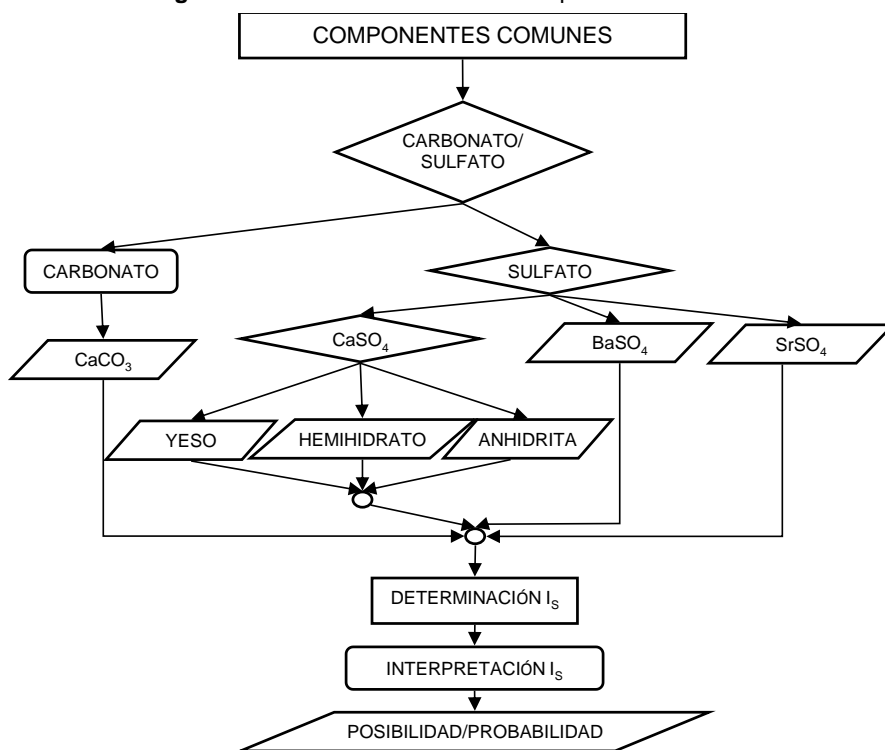
2.1.2.5.2 Segunda parte-Incrustación

La valoración del fenómeno de la incrustación consta de dos procesos separados: uno consistente en la determinación e interpretación del índice de saturación I_s , para los componentes comunes (carbonatos y sulfatos), y otro que toma como referente de valoración el análisis de la presencia y/o comportamiento de gases disueltos, pH y corrosión.

COMPONENTES COMUNES-CARBONATOS Y SULFATOS

El proceso de valoración de estos compuestos (ver *Figura 3*) consta de tres pasos: la determinación del índice de saturación (ver *Cuadro 4*) para cada uno de los tipos de incrustaciones, su interpretación (ver *Cuadro 3*) y el estimado de la cantidad de incrustación formada (ver *Cuadro 5*).

Figura 3. Valoración incrustación componentes comunes



Fuente: Autores.

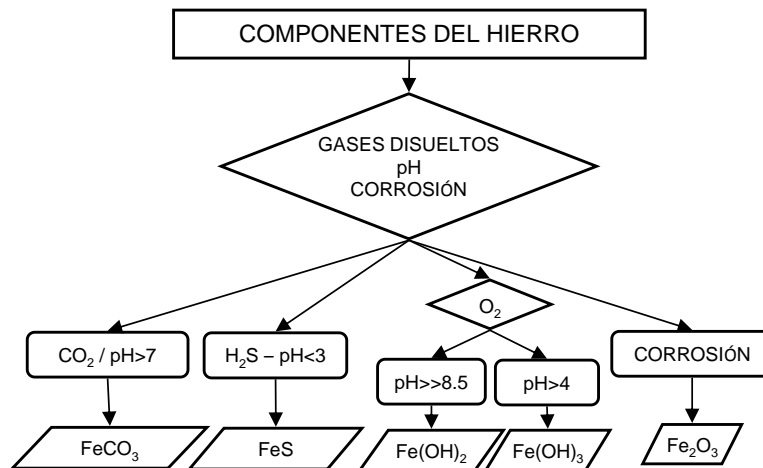
GASES DISUELTOS, pH Y CORROSIÓN

En el caso de otros tipos de depositaciones, como son los compuestos de hierro, se enfocó el análisis en el estudio de las condiciones que deben presentarse para que sea posible la formación y/o precipitación de estos compuestos minerales. En el proceso de valoración se presenta de forma



esquemática el comportamiento de estas incrustaciones con respecto a la variación de diferentes escenarios (ver *Figura 4*).

Figura 4. Valoración incrustación componentes de hierro



Fuente: Autores.

Una vez el ejecutante ha efectuado el proceso de valoración correspondiente a la problemática a evaluar, se procede a realizar la elección del producto químico en el paso 6.

2.1.2.6 Elección del producto químico a evaluar.

En este paso el ejecutante debe interpretar los resultados del paso 5 e identificar los parámetros que sean necesarios como variables de entrada para efectuar la formulación del producto químico de acuerdo a la problemática y tipo de método de producción que utilice el pozo de estudio.

De esta manera, después de determinar la condición actual del sistema se puede llegar a escoger uno o más productos químicos, siguiendo los procedimientos lógicos para cada caso utilizando las variables de entrada ingresadas en los pasos 1, 2, 3, 4 y los resultados obtenidos después de realizar la valoración de la problemática específica en el paso 5.

A continuación, se presentan los diagramas de flujo que ayudan a visualizar el modo de realizar la elección del producto a evaluar.

2.1.2.6.1 Corrosión

En este numeral se relacionan los parámetros que se consideran necesarios para la selección del inhibidor y la lógica para el proceso, premisas como que los inhibidores de corrosión según su familia están diseñados para atacar un problema en particular, que según el porcentaje de agua se deberá

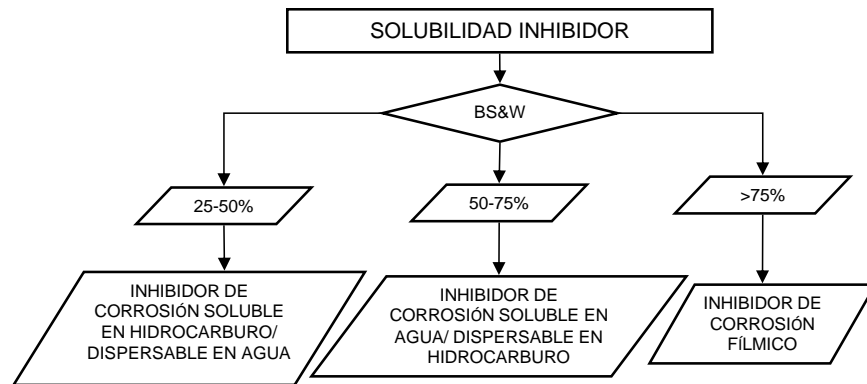


considerar el criterio de solubilidad y dispersabilidad, que según la longitud del tramo a proteger y la velocidad de flujo se consideran parámetros de viscosidad y densidad de productos con mayor o menor adherencia de película.

Para esta primera parte se presentan diagramas de flujo, para determinar el carácter del inhibidor de corrosión y posteriormente para la escogencia del producto con sus especificaciones.

2.1.2.6.1.1 Solubilidad del inhibidor

Figura 5. Determinación solubilidad del inhibidor de corrosión

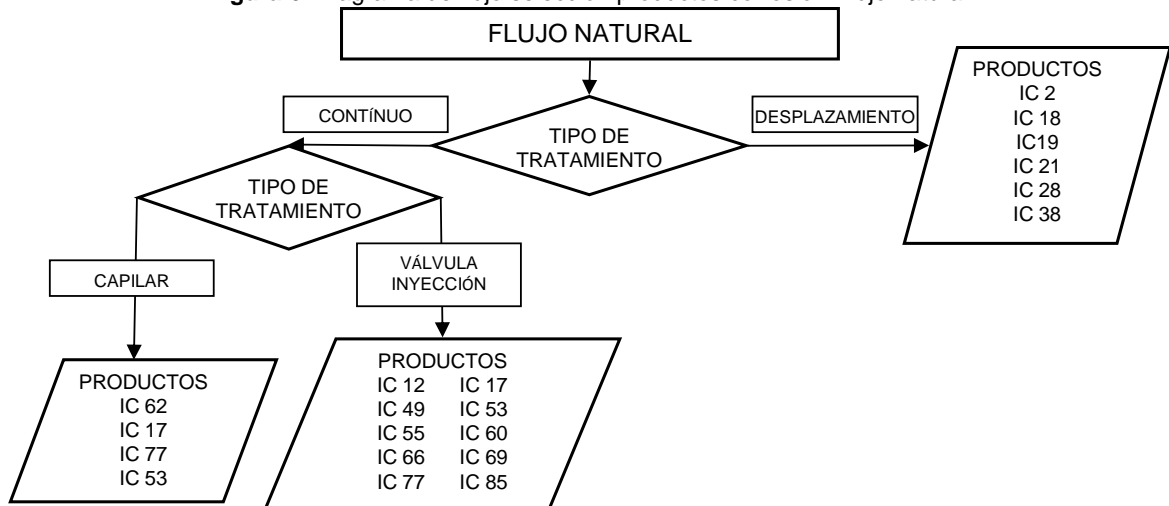


Fuente: Autores.

2.1.2.6.1.2 Método de producción

2.1.2.6.1.2.1 Flujo Natural

Figura 6. Diagrama de flujo selección productos corrosión-Flujo natural

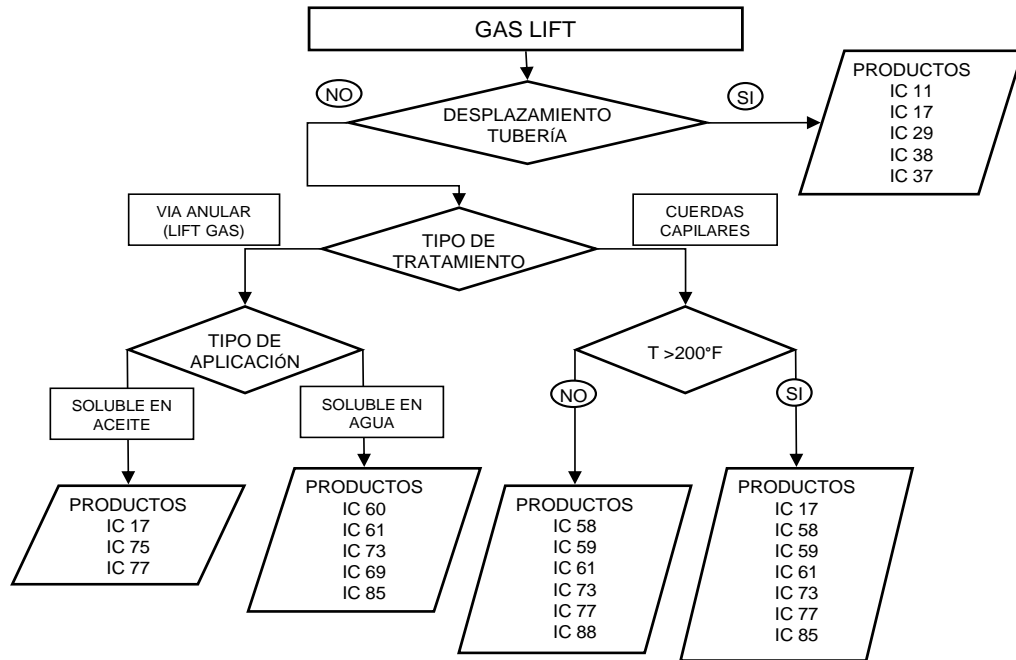


Fuente: CHAMPION TECHNOLOGIES. "Product Selection Guide".



2.1.2.6.1.2.2 Levantamiento por gas (Gas Lift)

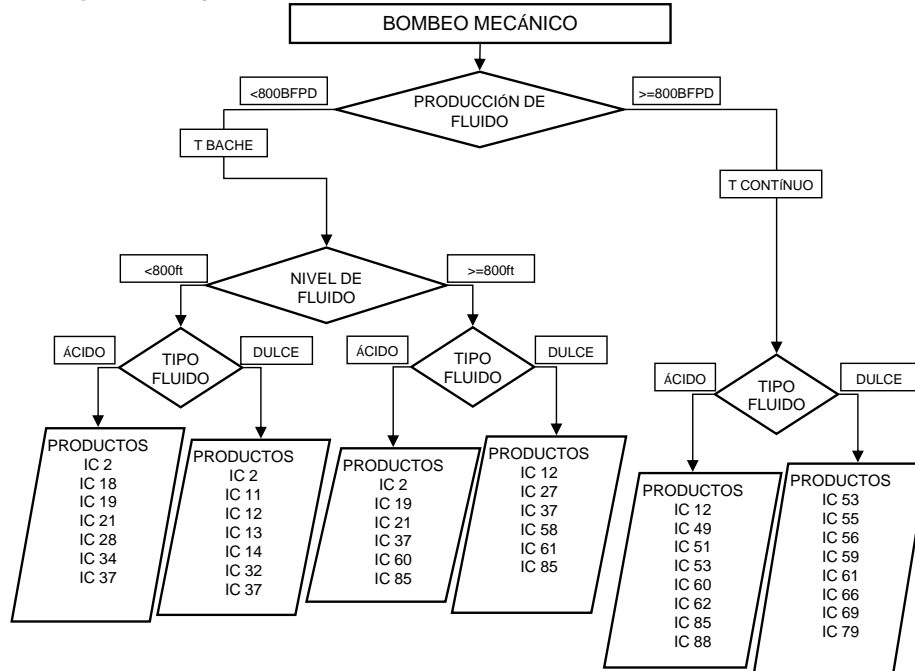
Figura 7. Diagrama de flujo selección productos corrosión-Gas lift



Fuente: CHAMPION TECHNOLOGIES. "Product Selection Guide".

2.1.2.6.1.2.3 Bombeo mecánico

Figura 8. Diagrama de flujo selección productos corrosión-Bombeo mecánico

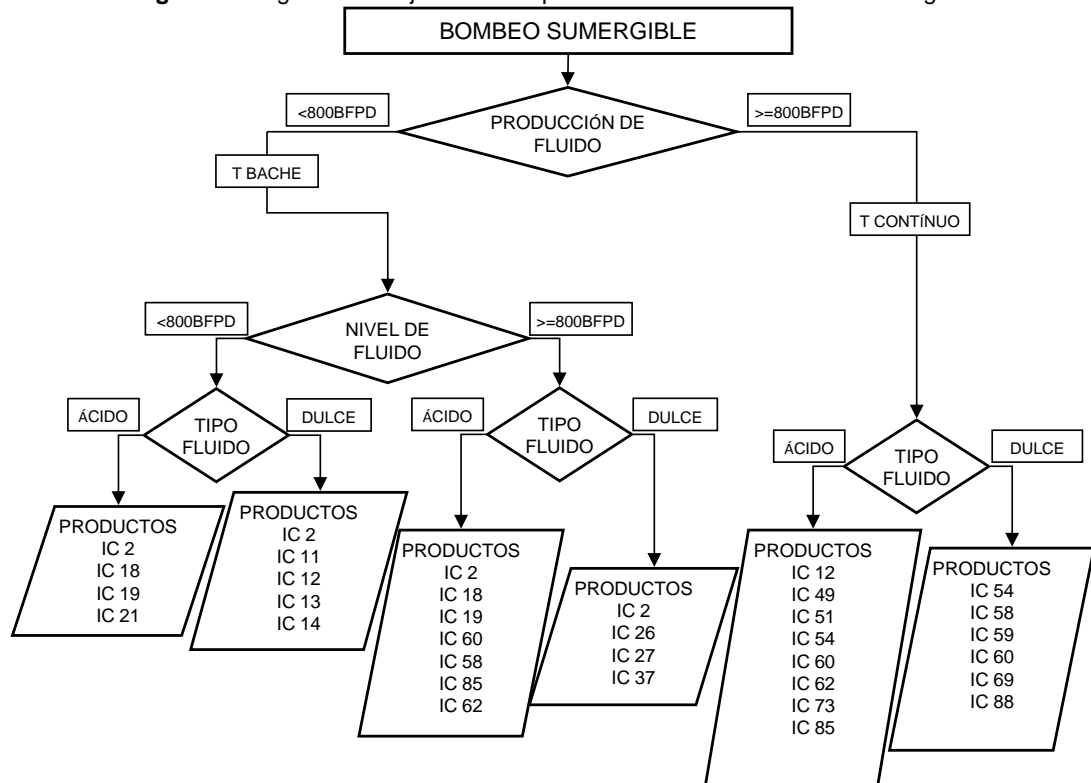


Fuente: CHAMPION TECHNOLOGIES. "Product Selection Guide".



2.1.2.6.1.2.4 Bombeo sumergible

Figura 9. Diagrama de flujo selección productos corrosión-Bombeo sumergible

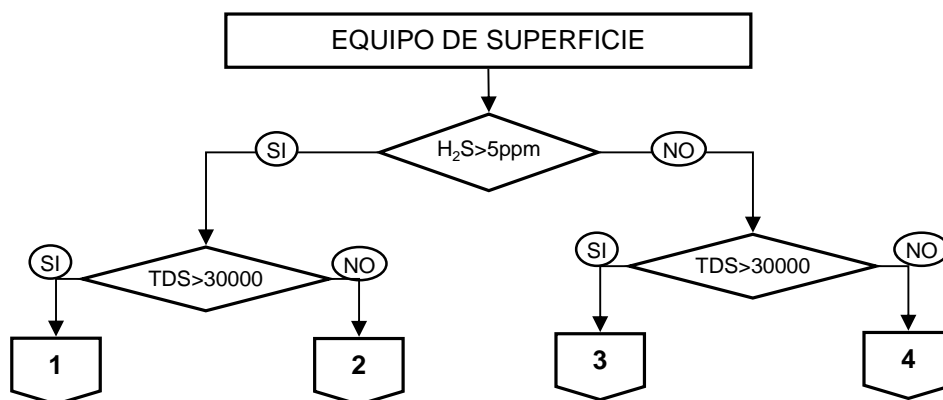


Fuente: CHAMPION TECHNOLOGIES. "Product Selection Guide".

2.1.2.6.1.3 Corrosión influenciada microbiológicamente MIC

2.1.2.6.1.3.1 Tratamiento equipamiento superficie

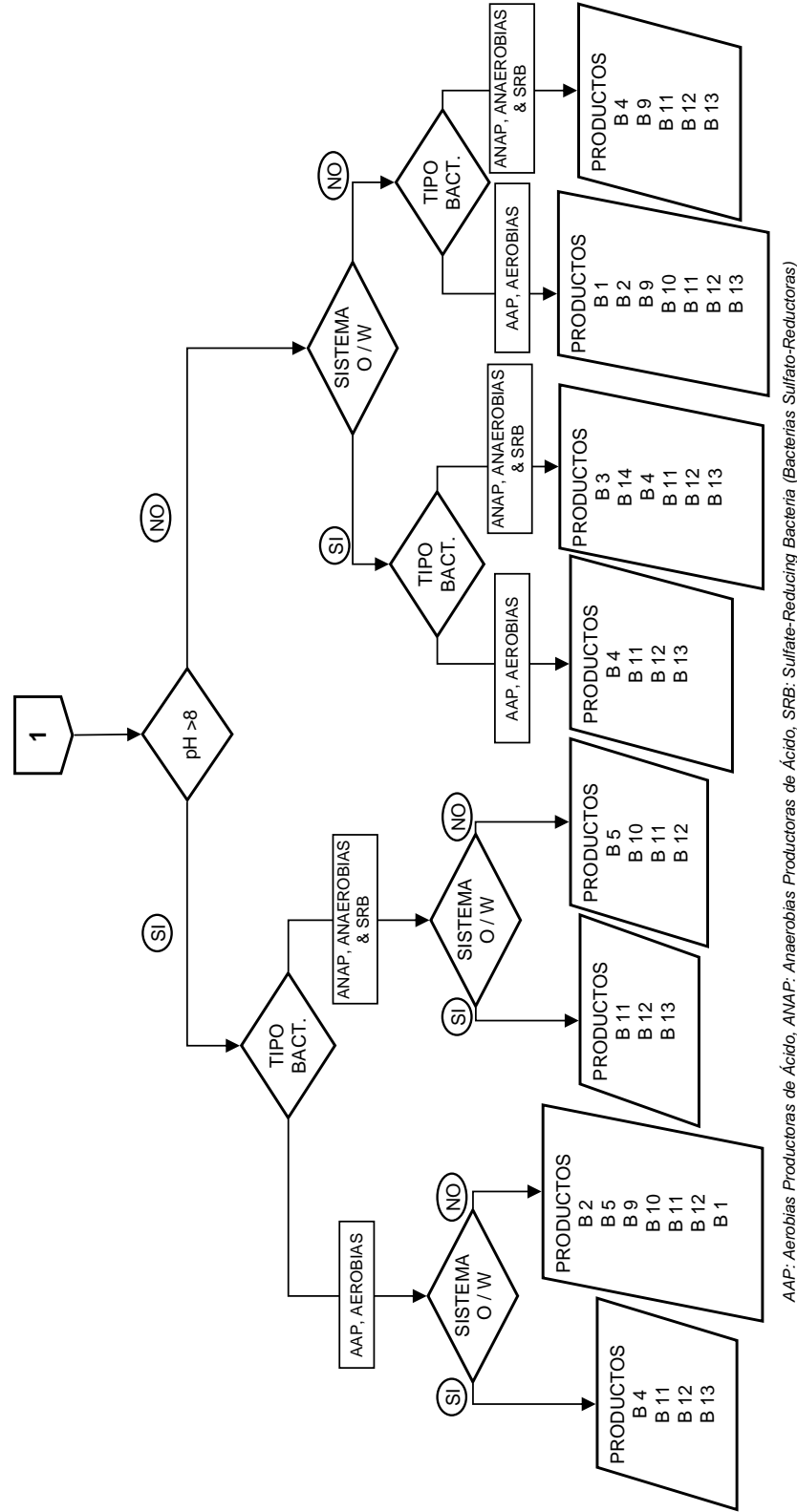
Figura 10. Diagrama de flujo selección productos MIC - Equipo superficie



Fuente: CHAMPION TECHNOLOGIES. "Product Selection Guide".



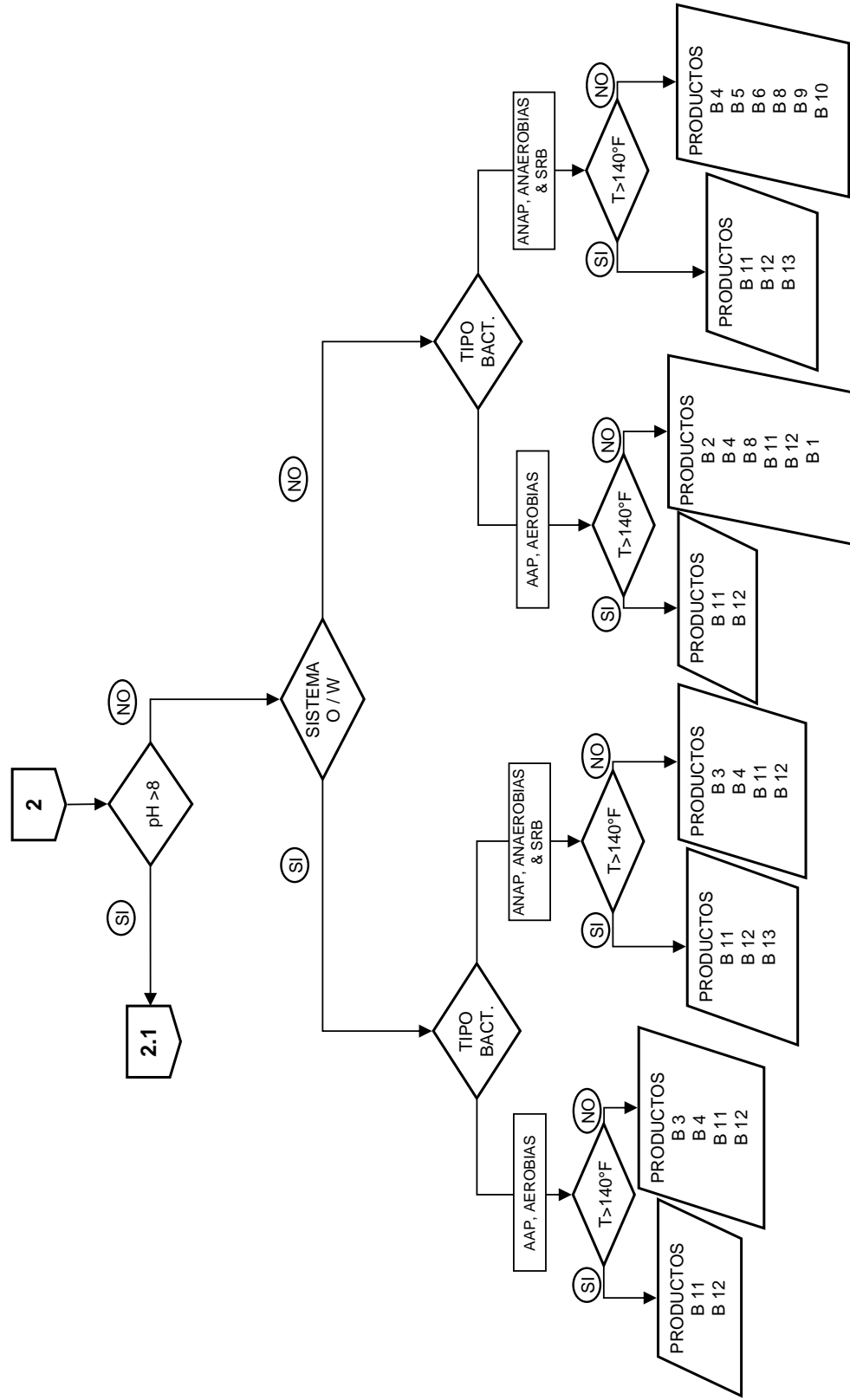
Cont. Figura 10. Diagrama de flujo selección productos MIC - Equipo superficie



AAP: Aerobias Productoras de Ácido, ANAP: Anaerobias Productoras de Ácido, SRB: Sulfate-Reducing Bacteria (Bacterias Sulfato-Reductoras)

Fuente: CHAMPION TECHNOLOGIES. "Product Selection Guide".

Cont. Figura 10. Diagrama de flujo selección productos MIC - Equipo superficie



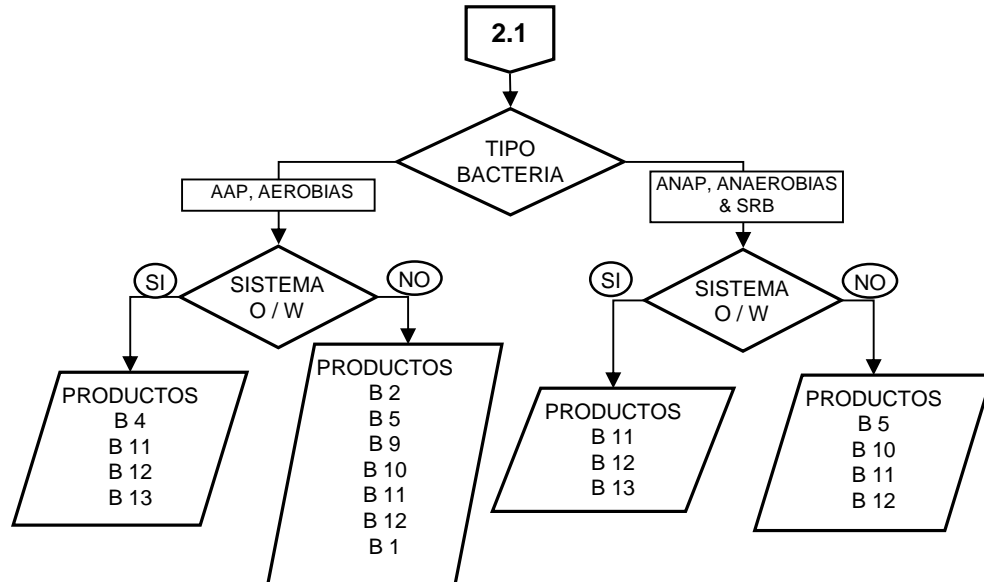
AAP: Aerobias Productoras de Ácido, ANAP: Anaerobias Productoras de Ácido, SRB: Sulfate-Reducing Bacteria (Bacterias Sulfato-Reductoras)

Fuente: CHAMPION TECHNOLOGIES. "Product Selection Guide".





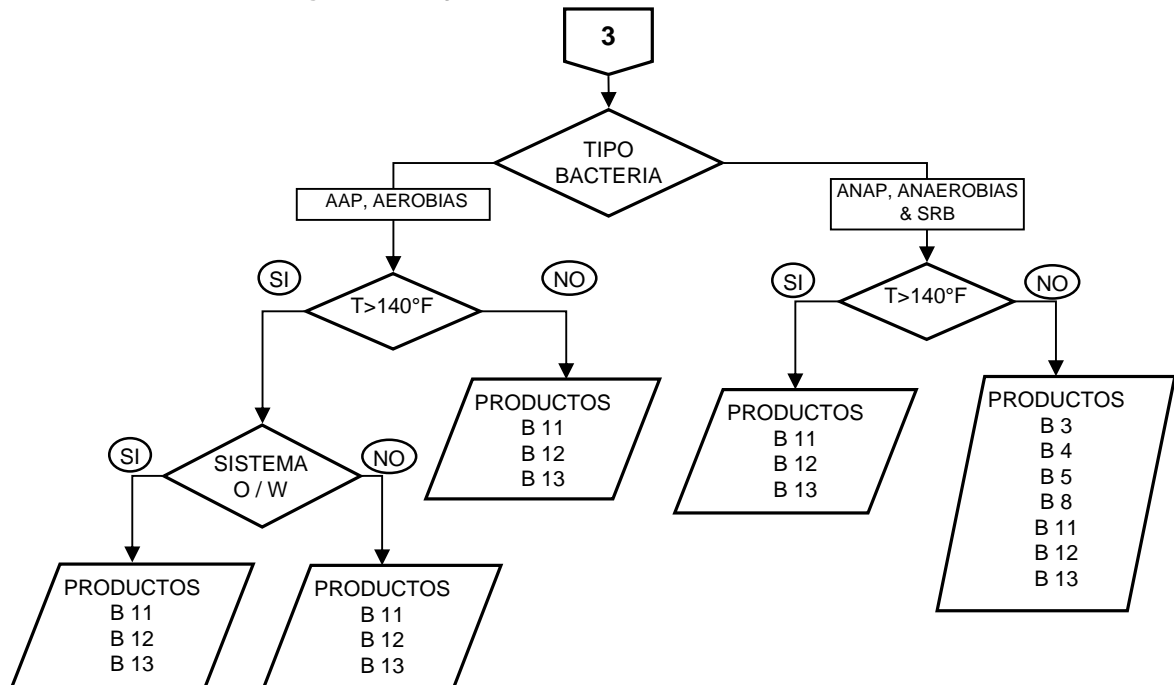
Continuación. Figura 10. Diagrama de flujo selección productos MIC - Equipo superficie



AAP: Aerobias Productoras de Ácido, ANAP: Anaerobias Productoras de Ácido,SRB: Sulfate-Reducing Bacteria (Bacterias Sulfato-Reductoras)

Fuente: CHAMPION TECHNOLOGIES. "Product Selection Guide".

Continuación. Figura 10. Diagrama de flujo selección productos MIC - Equipo superficie

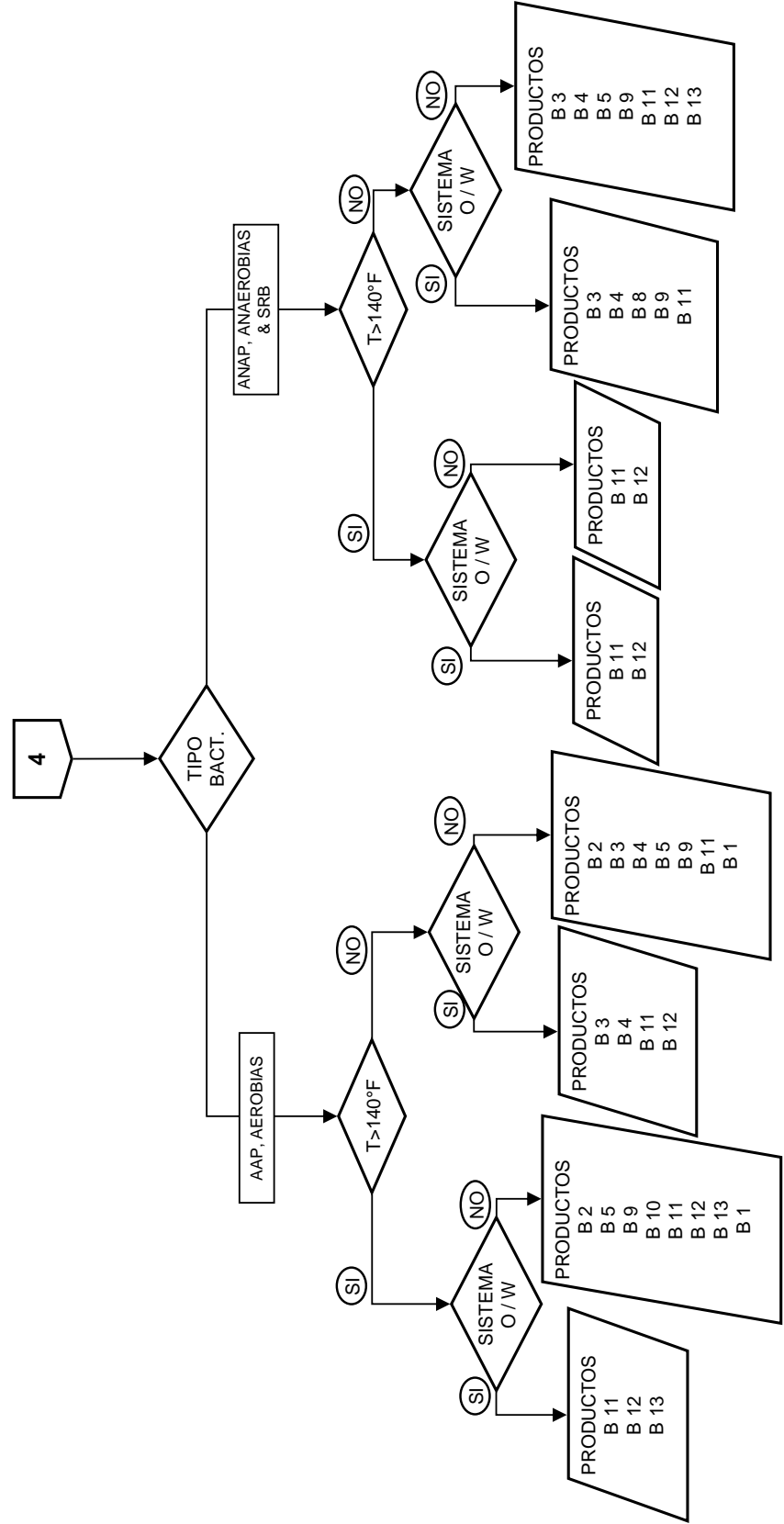


AAP: Aerobias Productoras de Ácido, ANAP: Anaerobias Productoras de Ácido,SRB: Sulfate-Reducing Bacteria (Bacterias Sulfato-Reductoras)

Fuente: CHAMPION TECHNOLOGIES. "Product Selection Guide".



Cont. Figura 10. Diagrama de flujo selección productos MIC - Equipo superficie



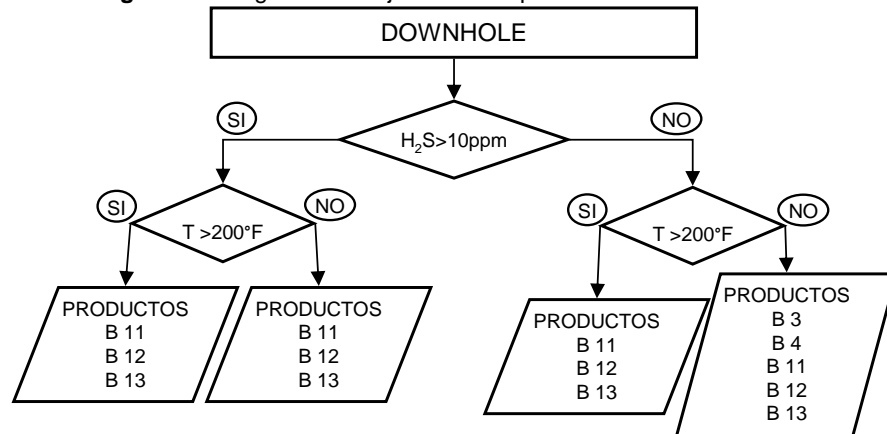
AAP: Aerobias Productoras de Ácido, ANAP: Anaerobias Productoras de Ácido, SRB: Sulfate-Reducing Bacteria (Bacterias Sulfato-Reductoras)

Fuente: CHAMPION TECHNOLOGIES. "Product Selection Guide".



2.1.2.6.1.3.2 Tratamiento Downhole

Figura 11. Diagrama de flujo selección productos MIC – Downhole

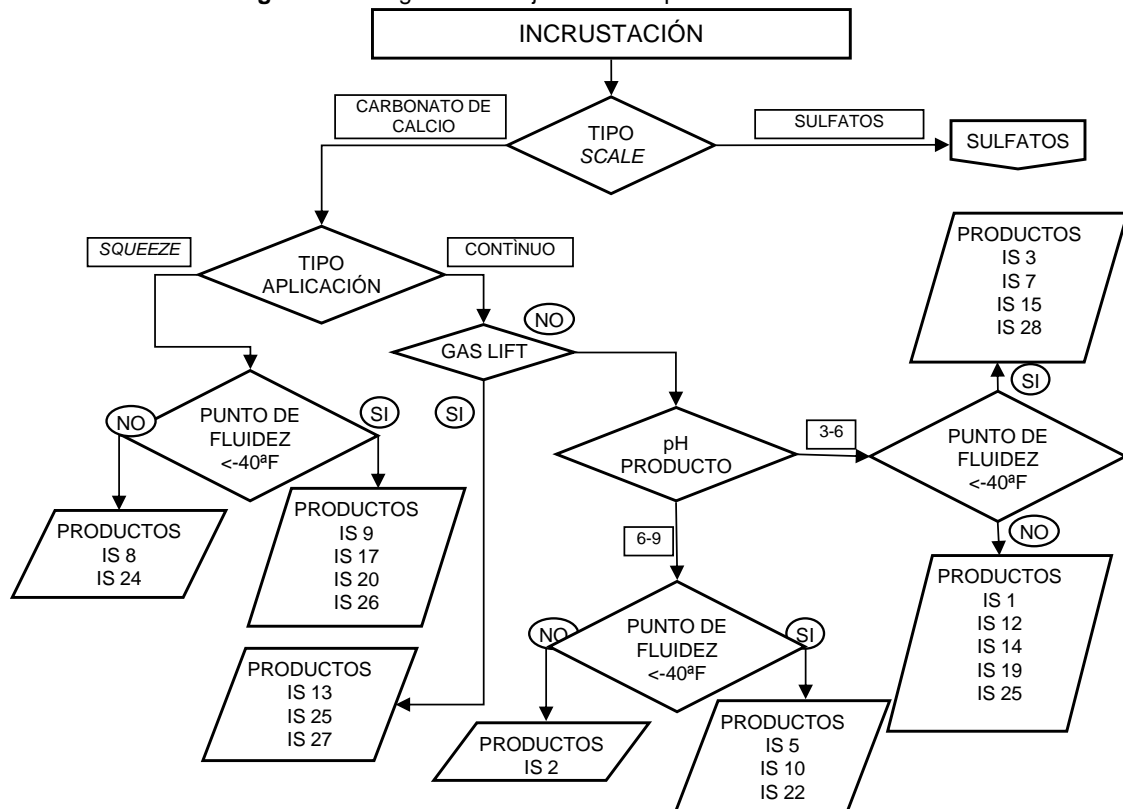


Fuente: CHAMPION TECHNOLOGIES. "Product Selection Guide".

2.1.2.6.2 Incrustación

Para la elección del inhibidor de incrustación se presenta el diagrama general para los dos tipos de incrustaciones, carbonatos y sulfatos.

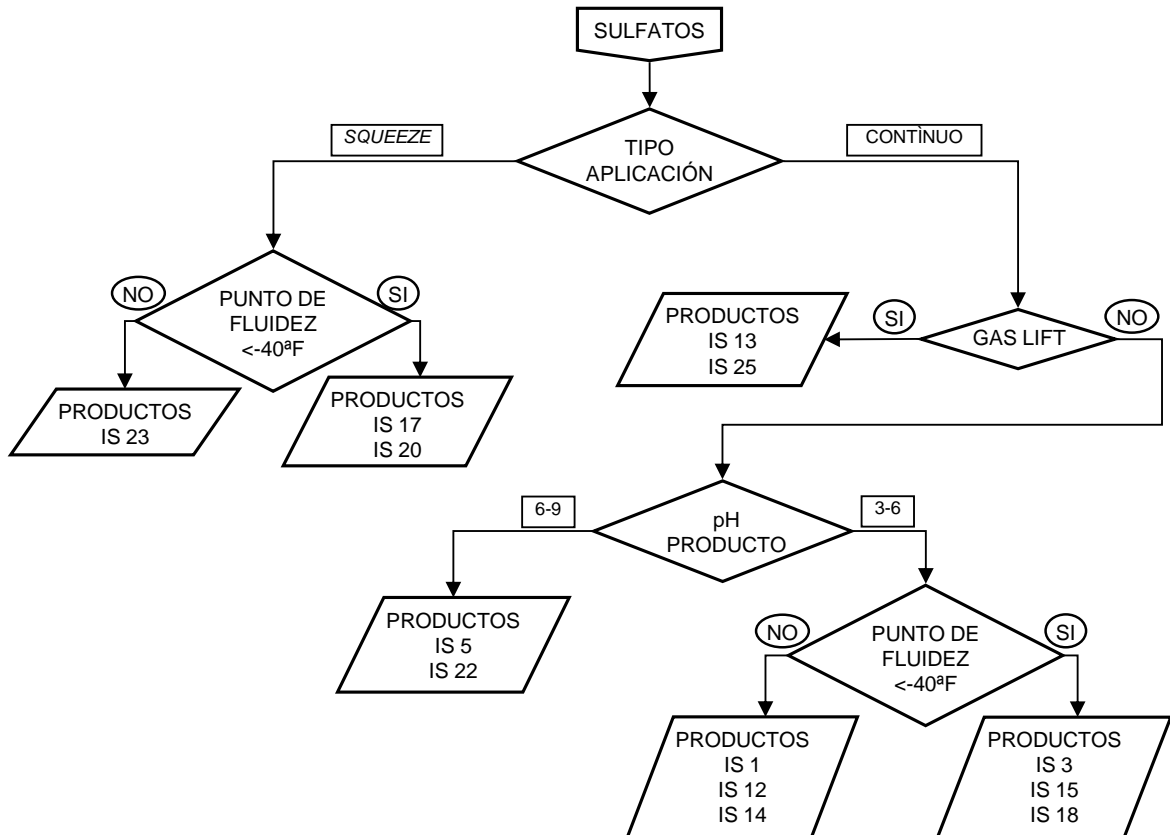
Figura 12. Diagrama de flujo selección productos incrustación



Fuente: CHAMPION TECHNOLOGIES. "Product Selection Guide".



Cont. Figura 12. Diagrama de flujo selección productos incrustación



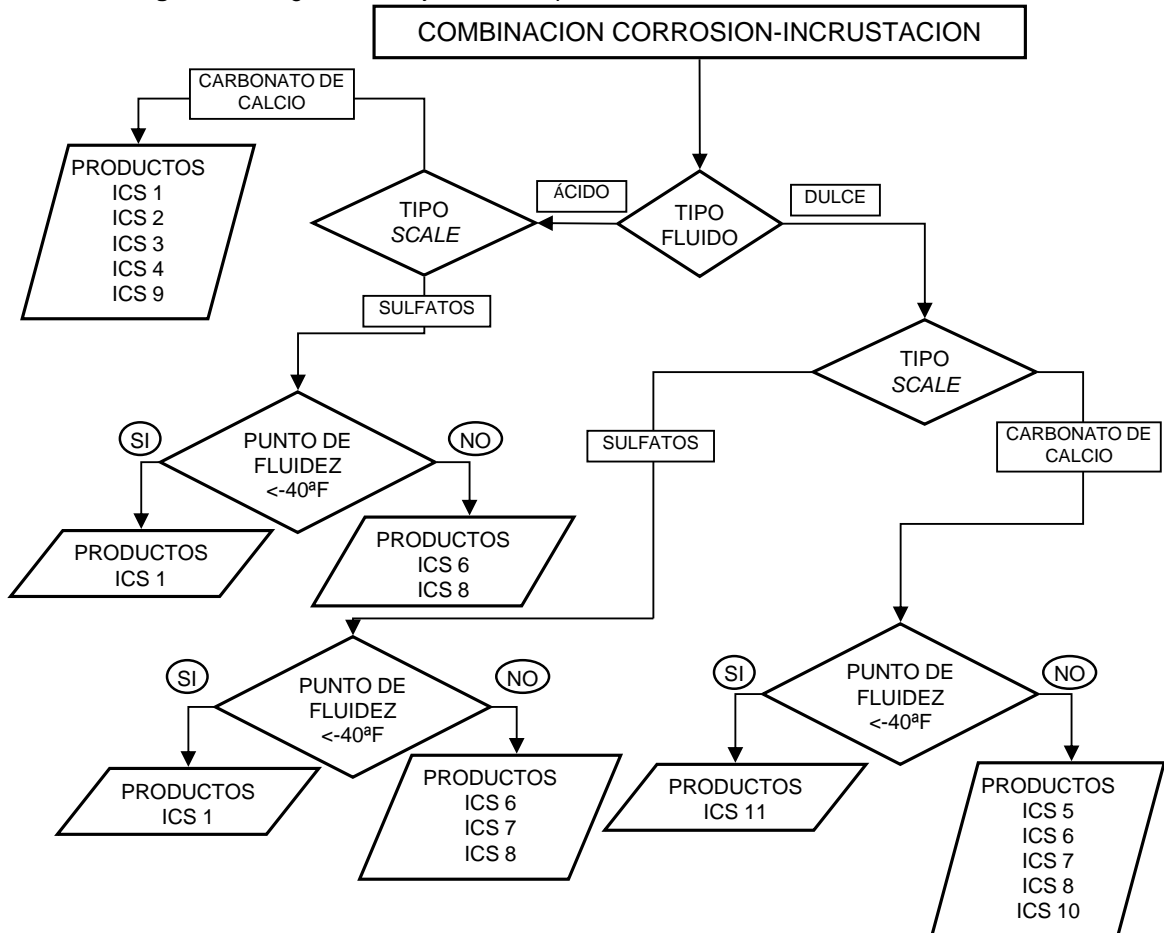
Fuente: CHAMPION TECHNOLOGIES. "Product Selection Guide".

2.1.2.6.3 Combinación corrosión-incrustación

En la siguiente figura se muestra el procedimiento lógico de selección del producto químico para el caso de presentar simultáneamente los dos tipos de problemática (corrosión e incrustación).



Figura 13. Diagrama de flujo selección productos combinación corrosión-incrustación



Fuente: CHAMPION TECHNOLOGIES. "Product Selection Guide".

NOTA:

-Los nombres de los productos químicos fueron cambiados y denominados de forma genérica.

-Las especificaciones de los productos químicos se omiten por políticas de confidencialidad.

2.1.2.7 Realizar pruebas de laboratorio para evaluar los productos.

Después de la elección de uno o más productos para utilizar en el tratamiento de la problemática en cuestión en el paso 6, se procede a realizar las diferentes pruebas de laboratorio de valoración y evaluación de los mismos para determinar los parámetros que permitan seleccionar de manera óptima la opción más acertada de acuerdo a los resultados obtenidos e los informes finales de laboratorio. Las pruebas específicas para cada problemática, corrosión e incrustación, se presentan en el numeral 2.4 **EVALUACIÓN-PRUEBAS DE LABORATORIO**.



2.1.2.8 Realizar análisis de desempeño técnico de los productos evaluados.

Extracción y estudio del resultado de la evaluación de los parámetros operacionales y de eficiencia de inhibición de la corrosión e incrustación (formación de espuma, emulsión, persistencia de película, velocidad de corrosión y compatibilidad, para corrosión; compatibilidad con aguas de formación y crudo, tolerancia al hierro y eficiencias dinámica, para incrustación) de los productos evaluados visualizados en cuadros comparativos donde se plasma la calificación final de los mismos en función de su desempeño.

2.1.2.9 Selección final del producto químico.

Selección de alternativa para prueba en campo, que valorada a escala y a nivel de campo cumpla con los requerimientos trazados.

2.1.2.10 Adelantar valoración de productos seleccionados en etapa conceptual y de laboratorio a nivel de campo.

Implementación, seguimiento y optimización de aplicación química, con realimentación al inicio del proceso para replantear futuras formulaciones en caso de cambios sobre condiciones fisicoquímicas del fluido y/o sistema de levantamiento artificial.

2.2 VARIABLES DE ENTRADA

Para poder desarrollar una metodología que sea compatible con los sistemas de levantamiento predominantes en los campos problema de la SOH es necesario conocer las condiciones y variables generales que se tienen en cuenta en el análisis de la problemática de la corrosión e incrustaciones, ya sean del campo en general como de cada uno de los pozos; así como también las variables y condiciones particulares de cada método de producción.

2.2.1 CONDICIONES Y VARIABLES GENERALES

Como primera medida se tienen las variables y condiciones generales del campo, estas son las condiciones iniciales y propiedades promedio del yacimiento. Luego se dispone de la información general de cada pozo en particular donde encontramos las condiciones del pozo, el historial de producción y propiedades del fluido de producción.

2.2.1.1 Condiciones y variables generales del campo. En el desarrollo de la metodología las condiciones y variables del campo (ver *Cuadro 6*) tienen una connotación informativa ya que su objetivo es ubicar en el panorama al ejecutante, al realizar un primer acercamiento del comportamiento de las mismas previo al estudio específico de un pozo.



Cuadro 6. Condiciones y variables del campo.

CONDICIONES Y VARIABLES GENERALES DEL CAMPO		
HISTORIAL	Condiciones iniciales	Presión
		Temperatura
	Histórico de producción	BFPD
		BOPD
		GOR
		BWPD
CARACTERÍSTICAS DE LOS FLUIDOS	BS&W	
	pH	
	Gravedad del fluido	
Temperatura promedio del campo (°F)		
Presión promedio del campo (psi)		

2.2.1.2 Condiciones y variables específicas del pozo. Para el análisis de la problemática indicada es indispensable contar con la información detallada del pozo: condiciones operacionales, histórico de producción, composición de los fluidos y el método de producción bajo el cual se está produciendo (ver *Cuadro 7*), ya que esta información es necesaria para la identificación de los parámetros característicos del caso de estudio y su posterior valoración.

Cuadro 7. Condiciones y variables del pozo.

CONDICIONES Y VARIABLES ESPECÍFICAS DEL POZO		
CONDICIONES OPERACIONALES	Presión	
	Temperatura	
	pH	
	Velocidad de flujo	
	Caudal	
	Método de producción	
	Profundidad del pozo	
	Diámetro de tubing y casing	
HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN	BFPD	
	BOPD	
	BWPD	
	GOR	
CARACTERÍSTICAS DEL FLUIDO	Composición típica del gas	CO ₂
		H ₂ S
		O ₂



	Análisis de líquidos libres	WOR
		CO ₂
		H ₂ S
		O ₂
		Fe ⁺⁺
		Alcalinidad
		Dureza total (CaCO ₃)
		Dureza cálcica
		Dureza Mg
		HCO ₃ ⁻
		SO ₄ ⁻
		Cl ⁻
		Ba ⁺⁺
		TDS (sólidos disueltos totales)
		SRB (bacterias sulfato reductoras)
		BPA (bacterias productoras de ácido)
		Conductividad
		Na ⁺⁺
		Ca ⁺⁺
		Mg ⁺⁺
Sr ⁺⁺		
Histórico de trabajos de tratamiento		

2.2.1.3 Variables particulares de cada método de producción. Como cada método de producción opera de diferente forma, es de esperarse que tengan diferentes condiciones y variables que serán complementarias a las anteriormente citadas como generales del pozo y que de igual manera hace parte del análisis incluido en la metodología.

Cuadro 8. Variables particulares para cada método de producción.

MÉTODO DE PRODUCCIÓN	VARIABLES	
FLUJO NATURAL	Tipo de tratamiento (aplicación)	
	Desplazamiento	Continuo
		Válvula de inyección
		Capilar
BOMBEO MECÁNICO	Producción de fluido	
	Nivel de fluido	
	Condición del fluido	
	Tipo de Aplicación	
BOMBEO SUMERGIBLE	Producción de fluido	
	Nivel de fluido	
	Condición del fluido	
	Tipo de Aplicación	
GAS LIFT	Tipo de tratamiento (aplicación)	
	Desplazamiento por tubería	Vía anular (lift gas)
		Cuerdas capilares
	Solubilidad	

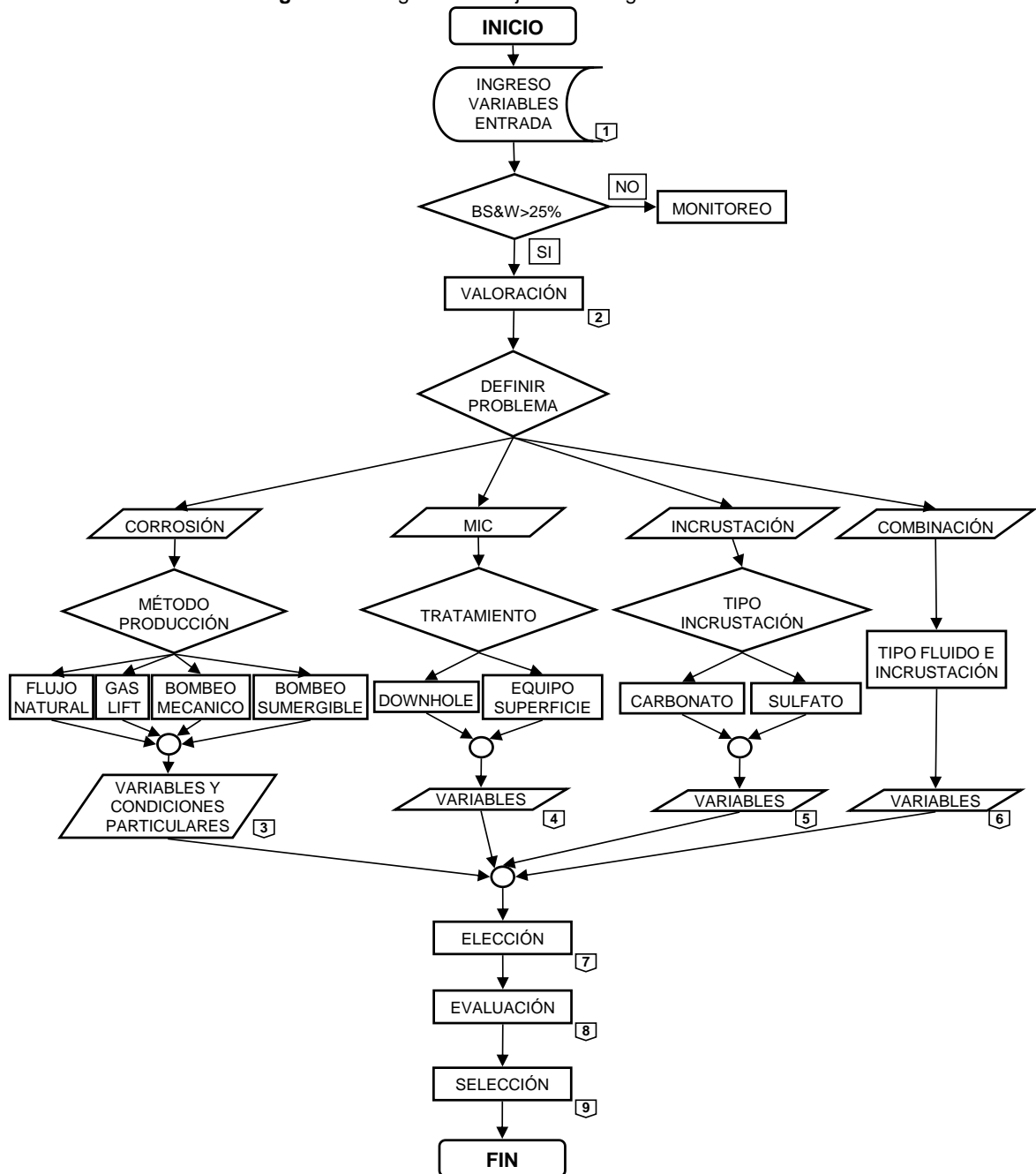
Fuente: CHAMPION TECHNOLOGIES. "Product Selection Guide".



2.3 PROCEDIMIENTO LÓGICO – ÁRBOL DE DECISIONES

Se utilizó el siguiente diagrama de flujo general para tener un mejor panorama en cuanto a la valoración del problema y posterior selección del producto químico.

Figura 14. Diagrama de flujo metodología de selección



MIC: Microbiologically Influenced Corrosion (Corrosión Inducida Microbiológicamente)

Fuente: Autores.



NOTAS:

1. Condiciones y variables generales del campo; Condiciones y variables específicas del pozo; ver numeral 2.2.1.1 y 2.2.1.2, respectivamente.
2. Variables valoración problemática; numeral 2.1.2: paso 5.
3. Variables elección producto químico Corrosión; numeral 2.1.2: paso 6.
4. Variables elección biocida MIC; numeral 2.1.2: paso 6.
5. Variables elección producto químico Incrustación; numeral 2.1.2: paso 6.
6. Variables elección producto químico Corrosión-Incrustación; numeral 2.1.2: paso 6.
7. Proceso Elección producto químico; numeral 2.1.2: paso 6.
8. Proceso Evaluación producto químico; numeral 2.1.2: paso 7.
9. Proceso Selección final producto químico; numeral 2.1.2: paso 8.

2.4 EVALUACIÓN – PRUEBAS DE LABORATORIO

2.4.1 Pruebas de laboratorio-Corrosión

La evaluación de un inhibidor de corrosión en laboratorio comprende dos etapas: Evaluación de propiedades secundarias y Evaluación de la eficiencia. Para la evaluación de las propiedades secundarias del inhibidor se ejecutaran pruebas para:

- ✓ Tendencia a la emulsificación
- ✓ Tendencia a la formación de espuma

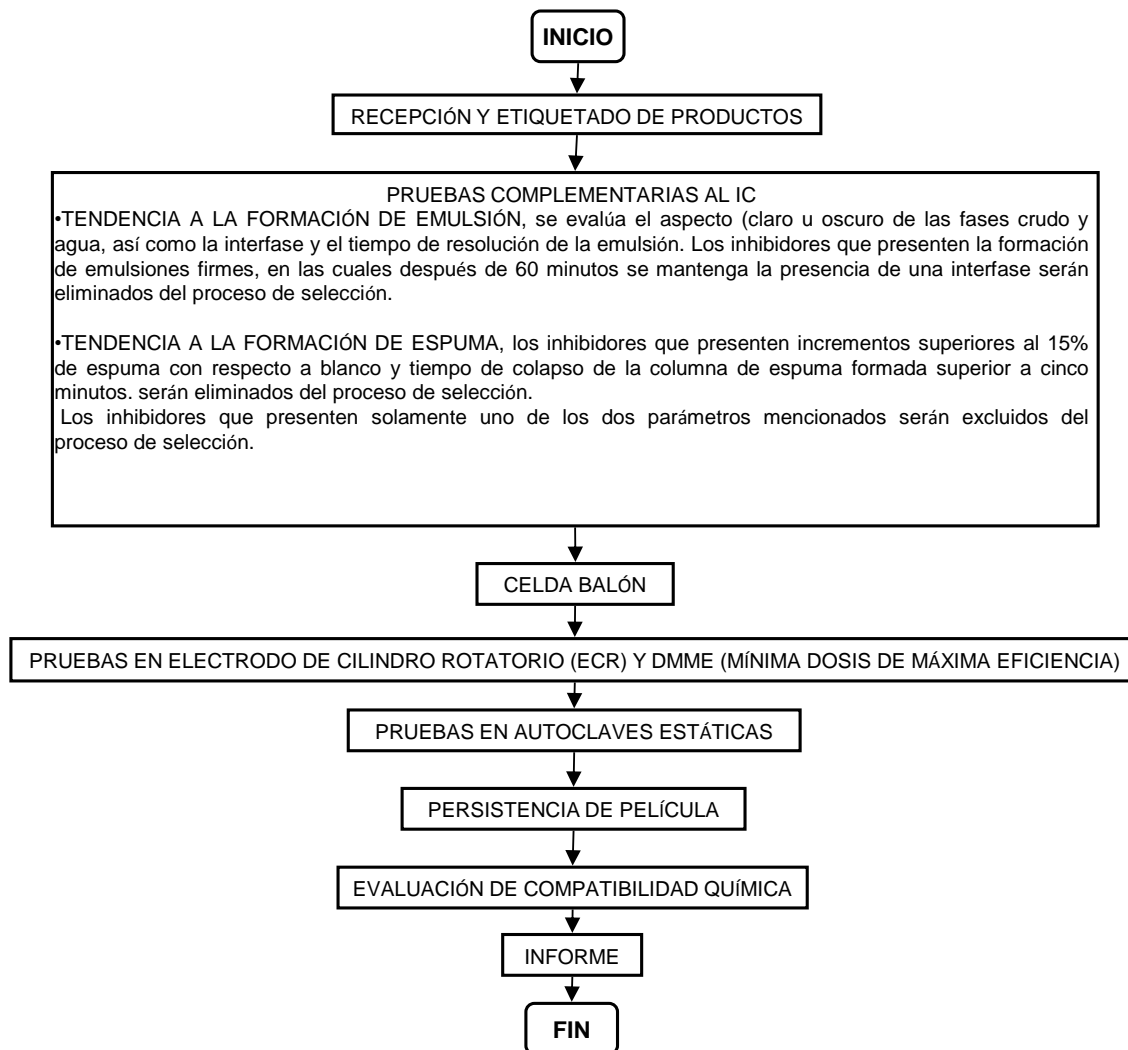
Las celdas de ensayo para la Evaluación de la eficiencia del inhibidor se tienen:

- ✓ Celda balón para evaluaciones estáticas.
- ✓ Celda de electrodo de cilindro rotatorio para evaluar el inhibidor en una situación similar en cuanto a los esfuerzos de corte sobre la pared del tubo, así como, valorar la persistencia de la película de inhibidor.
- ✓ Autoclaves estáticas para la evaluación del efecto combinado de presión y temperatura sobre las velocidades de corrosión general y por picado.
- ✓ Compatibilidad Química los otros productos inyectados complementarios al inhibidor, tales como el inhibidor de incrustaciones y Biocidas.



2.4.1.1 Diagrama de flujo

Figura 15. Diagrama de flujo pruebas de laboratorio corrosión



Fuente: ECOPETROL S.A., Instituto Colombiano del Petróleo. “*Protocolo de pruebas de laboratorio para la evaluación y selección de inhibidores de corrosión para la vicepresidencia de producción*”. 2009.

2.4.2 Pruebas de laboratorio-Incrustación

La evaluación de un inhibidor de incrustación en laboratorio comprende dos fases.

Fase 1:

- ✓ Control de calidad de los productos
- ✓ Compatibilidad/Tolerancia al agua de producción y al crudo de los pozos seleccionados.
- ✓ Eficiencia dinámica (MIC)

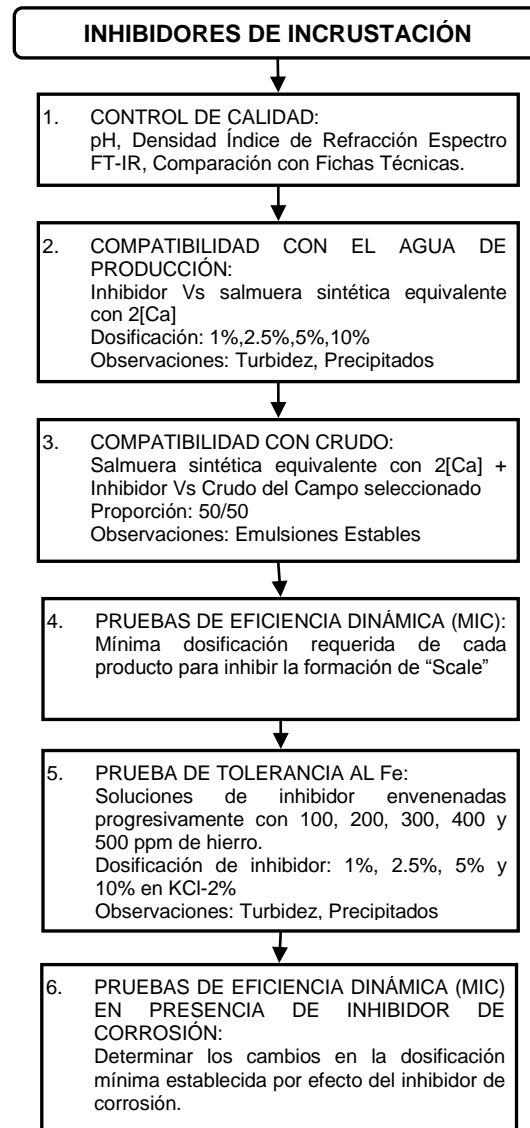


Fase 2:

- ✓ Prueba de tolerancia al hierro (Fe).
- ✓ Eficiencia dinámica (MIC) en presencia de inhibidor de corrosión seleccionado.

2.4.2.1 Esquema general evaluación

Figura 16. Esquema pruebas de laboratorio incrustación



Fuente: ECOPETROL S.A., Instituto Colombiano del Petróleo. "Selección (*best in class*) de clarificadores, secuestrantes de oxígeno e inhibidores de incrustaciones para la Superintendencia de Operaciones Huila". 2010.



3. IMPLEMENTACIÓN METODOLOGÍA DE SELECCIÓN DE INHIBIDORES DE CORROSIÓN E INCRUSTACIÓN

Como se especifica en el capítulo 2, la metodología de selección se desarrolla en cuatro procesos “*Valoración, Elección, Evaluación y Selección*” que a la vez se componen de once pasos específicos, los cuales se encuentran contenidos en la aplicación **MSICI** (Metodología para la Selección de Inhibidores de Corrosión e Incrustación), que es una compilación y programación de dichos procedimientos lógicos en lenguaje Visual Basic en la plataforma de Excel.

Para validar el funcionamiento de la metodología a través de la utilización del **MSICI** se contó con la información de 12 pozos pertenecientes a los campos problemas de la SOH, pero como muestra de prueba para efectos del desarrollo de este proyecto se tomaron como referencia de trabajo los pozos TL-57 y TL-10 del campo Tello; a dichos pozos se le aplicó el análisis de la problemática, siguiendo el esquema general de la metodología a partir de los resultados obtenidos de la herramienta computacional.

A continuación se presentan las generalidades y características específicas de los pozos, necesarias para el desarrollo de su análisis, seguidas de los pasos de ejecución de la metodología con sus respectivos resultados.

3.1 CARACTERÍSTICAS DEL POZO DE ESTUDIO

3.1.1 Datos operacionales

Tabla 1. Condiciones operacionales - Pozo TL-57 y Pozo TL-10

PARÁMETRO	Pozo TL-57	Pozo TL-10
PRESION	745 Psi	249 Psi
TEMPERATURA	150 °F	208 °F
pH CAMPO	7	7.2
VELOCIDAD DE FLUJO	1.9 ft/s	1.2 ft/s
CAUDAL HIDROCARBURO	765 BOPD	89 BOPD
CAUDAL AGUA	6251 BWPD	1833 BWPD
BS&W	89.1 %	95.4 %

Fuente: ECOPETROL S.A., “Base de Datos Ecopetrol S.A.”. Campo Tello. Tello, Huila. 2012.

Tabla 2. Variables Bombeo electrosumergible - Pozo TL-57

PARÁMETRO	
PRODUCCIÓN DE FLUIDO	7016 BFPD
NIVEL DE FLUIDO	1373 FT
CONDICIÓN DEL FLUIDO	ÁCIDO

Fuente: ECOPETROL S.A., “Base de Datos Ecopetrol S.A.”. Campo Tello. Tello, Huila. 2012.



Tabla 3. Variables aplicación continua producto - Pozo TL-10

PARÁMETRO	
GAS LIFT	NO
pH PRODUCTO	6 a 9
PUNTO DE FLUIDEZ PRODUCTO	<-40°F
TEMPERATURA LÍMITE	>150°F

Fuente: ECOPETROL S.A., "Base de Datos Ecopetrol S.A.". Campo Tello. Tello, Huila. 2012.

3.1.2 Análisis fisicoquímicos del fluido

Tabla 4. Caracterización fluido de producción – Pozo TL-57 y Pozo TL-10

COMPOSICION TÍPICA DEL GAS	Pozo TL-57	Pozo TL-10
DIÓXIDO DE CARBONO CO ₂	--- %Vol	1 %Vol
SULFURO DE HIDRÓGENO H ₂ S	--- ppm	25 ppm
OXÍGENO O ₂	--- %Vol	--- %Vol
ANÁLISIS DE LÍQUIDOS LIBRES		
CO ₂	140 ppm	300 ppm
H ₂ S	0.1 ppm	--- ppm
O ₂	--- ppb	--- ppb
Fe ⁺⁺	0.35 ppm	0.56 ppm
CALCIO	364 ppm	528 ppm
ALCALINIDAD	650 ppm	670 ppm
DUREZA TOTAL (CaCO ₃)	1270 ppm	1600 ppm
DUREZA CALCICA	910 ppm	1320 ppm
DUREZA Mg	360 ppm	280 ppm
SO ₄ ⁻	2 ppm	1 ppm
Ba ⁺⁺	19 ppm	1 ppm
BICARBONATO (HCO ₃ ⁻)	793 ppm	817.4 ppm
Cl ⁻	6200 ppm	6600 ppm
TDS (sólidos disueltos totales)	11270.48 ppm	11923.27 ppm
BSR (bacterias sulfato reductoras)	--- UFC/ml	--- UFC/ml
BPA (bacterias productoras de ácido)	--- Col/ml	--- Col/ml
CONDUCTIVIDAD	24 MS	22.8 MS
Na ⁺⁺	3936.72 ppm	4039.99 ppm
Ca ⁺⁺	254.8 ppm	369.6 ppm
Mg ⁺⁺	45.5 ppm	66 ppm
Sr ⁺⁺	19.11 ppm	27.72 ppm

Fuente: ECOPETROL S.A., "Base de Datos Ecopetrol S.A.". Campo Tello. Tello, Huila. 2012.

3.2 VALORACIÓN PROBLEMÁTICA

Con el ingreso de los análisis fisicoquímicos y composiciones típicas de los parámetros (ver *Tabla 2* y *Tabla 3*) que rigen el comportamiento de la corrosión e incrustación en el **MSICI**, se obtuvo la estimación de la problemática presente en los pozos (ver *Tabla 5* y *Tabla 6*):



Tabla 5. Valoración problemática corrosión - Pozo TL-57

VALORACIÓN CORROSIÓN							
	Fase Acuosa				Fase Gas		
POZO	CO ₂	H ₂ S	Cl	MIC	CO ₂	H ₂ S	O ₂
TL-57	LEVE	LEVE	SEVERA	NP	NP	NP	NP

NP: no presenta.

Tabla 6. Valoración problemática incrustación - Pozo TL-10

VALORACIÓN INCRUSTACIÓN				
COMPUESTOS COMUNES				
PARAMETRO COMPUESTO	IS	CONDICION	PTB (lb/1000bbl)	INTENSIDAD
CaCO ₃	1,687129952	AGUA SUPERSATURADA-FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES PROBABLE	304,1653234	INCRUSTAMIENTO SEVERO
CaSO ₄ (Yeso)	-3.714591446	AGUA INSATURADA-FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES IMPROBABLE		
CaSO ₄ (Hemihidrato)	-3.600316592	AGUA INSATURADA-FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES IMPROBABLE		
CaSO ₄ (Anhidrita)	-3,184801136	AGUA INSATURADA-FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES IMPROBABLE		
BaSO ₄	-1.818402046	AGUA INSATURADA-FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES IMPROBABLE		
SrSO ₄	-2.602585559	AGUA INSATURADA-FORMACIÓN DE INCRUSTACIONES IMPROBABLE		
COMPUESTOS DEL HIERRO				
PARAMETRO COMPUESTO	GASES DISUELTOS		CORROSIÓN	
FeCO ₃	PRESENCIA CO ₂ /pH>7-POSIBLE INCRUSTACIÓN			
FeS	NO PRESENCIA H ₂ S-INCRUSTACIÓN NO PROBABLE			
Fe(OH) ₂	NO PRESENCIA O ₂ -INCRUSTACIÓN NO PROBABLE			
Fe(OH) ₃	NO PRESENCIA O ₂ -INCRUSTACIÓN NO PROBABLE			
Fe ₂ O ₃			CORROSIÓN CO ₂ /POSIBLE INCRUSTACIÓN	



3.3 ELECCIÓN DEL PRODUCTO QUÍMICO

Analizando las condiciones operacionales (ver *Tabla 1*) y luego de definir las variables del método de producción (ver *Tabla 2*) del pozo TL-57 y tipo de aplicación continua (ver *Tabla 3*) del pozo TL-10, el **MSICI** arrojó como opciones a considerar los compuestos IC-12, IC-49, IC-51, IC-54, IC-60, IC-62, IC-73 e IC-85 (ver *Tabla 7*) para el pozo TL-57 e IS-5, IS-10, IS-22 (ver *Tabla 8*) para el pozo TL-10.

Tabla 7. Compuestos escogidos para evaluar - Pozo TL-57

SELECCIÓN INHIBIDOR CORROSIÓN													
POZO	INHIBIDOR	ESPECIFICACIONES											
		PRODUCTO	GE @60°F	pH	FLASH POINT	POUR POINT	Temp. Lím °F	DISPERSABILIDAD				SOLUBILIDAD	TRATAMIENTO
								FW	5% NaCl	10% NaCl	Kerosene		
TL-57	IC-12	1,03	7,5	77	-40	180	10	10	10	2	FÍLMICO	CONTINUO	
	IC-49	0,97	6,5	66	<=-40	200	9	9	6	2	FÍLMICO	CONTINUO	
	IC-51	0,90	8,5	58	-40	200	10	9	9	2	FÍLMICO	CONTINUO	
	IC-54	0,95	9,0	87	-10	300	10	10	10	1	FÍLMICO	CONTINUO	
	IC-60	0,93	6,5	54	-60	250	10	10	9	2	FÍLMICO	CONTINUO	
	IC-62	0,95	7,0	60	<-60	400	8	8	8	2	FÍLMICO	CONTINUO	
	IC-73	0,97	5,0	86	<-30	400	10	10	10	2	FÍLMICO	CONTINUO	
	IC-85	0,90	5,5	51	-60	250	10	10	9	2	FÍLMICO	CONTINUO	

Tabla 8. Compuestos escogidos para evaluar - Pozo TL-10

SELECCIÓN INHIBIDOR INCRUSTACIÓN								
POZO	PRODUCTO	FAMILIA	PROPIEDADES FÍSICAS				TIPO INCRUSTACIÓN	
			pH	FLASH POINT	POUR POINT	T Lmt.	CARBONATO	SULFATO
TL-10	IS-5	BHMT Phosphonate	6.5-7.5	<-40	95	350	SI	SI
	IS-10	ATMP	6.5-7.5	<-40	>200	350	SI	NO
	IS-22	DETA Phosphonate	6.0-7.0	<-40	85	350	SI	SI

3.4 EVALUACIÓN Y RESULTADOS

Para identificar el compuesto que presenta mejor desempeño en la inhibición de la corrosión es necesario proceder a desarrollar el conjunto de pruebas de laboratorio para evaluar la eficiencia y comportamiento de cada una de las opciones a considerar en la selección final. Se descartaron algunas de las opciones y se eligió cuatro para correr las pruebas. De los informes de laboratorio se logro discernir la información considerada definitiva para el análisis y posterior escogencia de la mejor opción de tratamiento químico para los pozos TL-57 y TL-10, la cual se plasmó en cuadros comparativos que enmarcan los resultados de dicha evaluación y su respectiva apreciación por parte del ejecutante de la metodología.



RESULTADOS POZO TL-57

A continuación se presentan los resultados de las pruebas correspondientes a las evaluaciones realizadas a los compuestos escogidos para el pozo TL-57. Cada uno de éstos se ve representado en los resultados con una etiqueta específica de la siguiente manera: IC-A equivaldría al IC-12, IC-B equivaldría al IC-51, IC-C equivaldría al IC-54 e IC-D equivaldría al IC-62.

PRUEBAS DE SCREENING

- **Resultados velocidad de corrosión general y porcentaje de eficiencia en celda balón:**

Se observa que para los inhibidores evaluados a una dosis superior a 15 ppm, el valor de eficiencia de inhibición contra la corrosión no mostró incrementos significativos en el porcentaje de eficiencia de inhibición contra la corrosión (ver *Tabla 9* y *Figura 17*). La dosis mínima de máxima eficiencia se toma igual a 15 ppm para todos los productos con fines de comparación.

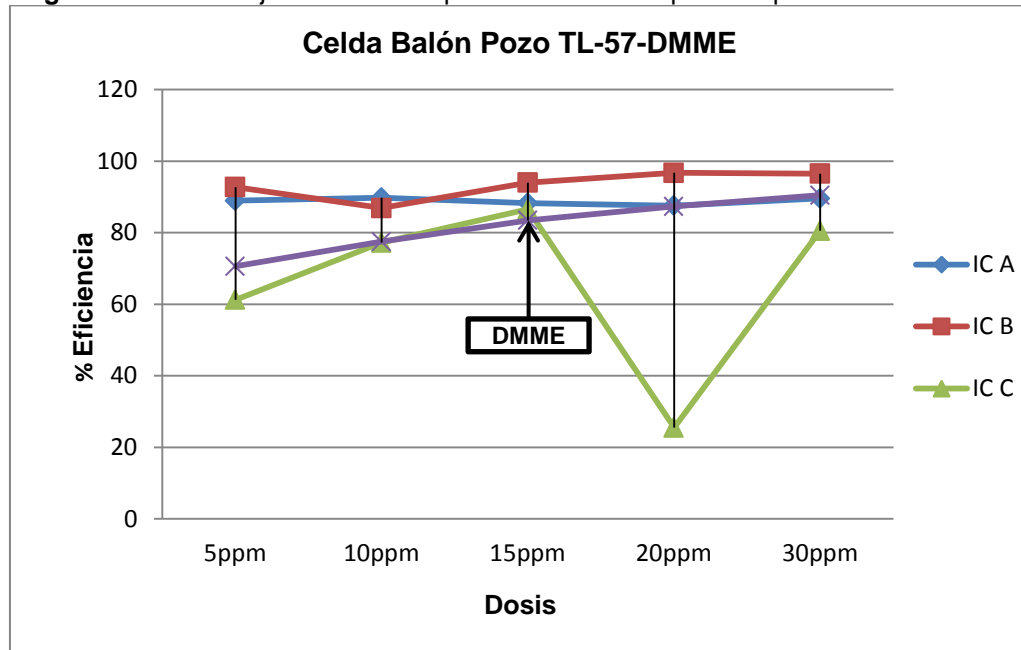
Tabla 9. Resultados porcentaje de eficiencia. Muestra Pozo TL-57.Celda balón.

SOLUCIÓN	VELOCIDAD DE CORROSIÓN GENERAL mpy	% EFICIENCIA VELOCIDAD DE CORROSIÓN GENERAL
TL-57 Blanco	4.35	
5 ppm IC-A	0.48	88.95
10 ppm IC-A	0.44	89.80
15 ppm IC-A	0.51	88.25
20 ppm IC-A	0.54	87.55
30 ppm IC-A	0.45	89.55
5 ppm IC-B	0.32	92.73
10 ppm IC-B	0.57	86.88
15 ppm IC-B	0.26	94.00
20 ppm IC-B	0.14	96.73
30 ppm IC-B	0.15	96.48
5 ppm IC-C	1.69	61.24
10 ppm IC-C	0.99	77.22
15 ppm IC-C	0.59	86.54
20 ppm IC-C	3.24	25.53
30 ppm IC-C	0.85	80.53
5 ppm IC-D	1.28	70.61
10 ppm IC-D	0.98	77.47
15 ppm IC-D	0.72	83.45
20 ppm IC-D	0.55	87.32
30 ppm IC-D	0.41	90.47

Fuente: ECOPETROL S.A., "Base de Datos Ecopetrol S.A.". Campo Tello. Tello, Huila. 2012.



Figura 17. Porcentaje de eficiencia promedio Vs dosis para los productos evaluados



Fuente: ECOPEPETROL S.A., "Base de Datos Ecopetrol S.A.". Campo Tello. Tello, Huila. 2012.

PRUEBAS COMPLEMENTARIAS AL INHIBIDOR DE CORROSIÓN

• Resultados tendencia a la formación de espuma:

Se observa que para los datos obtenidos en este ensayo, a 15 ppm de inhibidor, en las eficiencias calculadas se encontró un punto, por encima del cual, no se presentan incrementos significativos en el porcentaje de eficiencia de inhibición contra la corrosión (ver *Tabla 10*).

Tabla 10. Resultados tendencia a la formación de espuma realizada a 68°C

CONDICIÓN	T (min)	BLANCO	15 ppm IC-A1	15 ppm IC-B2	15 ppm IC-C3	15 ppm IC-D4
		VOLUMEN ESPUMA FORMADA (ml)				
Con Burbujeo	5	0	0	20	25	25
	10	0	0	20	30	25
	15	0	0	20	30	30
Sin Burbujeo	20	0	0	0	0	0
	25	0	0	0	0	0
	30	0	0	0	0	0
Tiempo Colapso (segundos)			0	30	30	35

Fuente: ECOPEPETROL S.A., "Base de Datos Ecopetrol S.A.". Campo Tello. Tello, Huila. 2012.



- **Resultados tendencia a la formación de emulsión:**

Tabla 11. Resultados tendencia a la formación de emulsión realizada a 53°C

MEZCLA	CRUDO:AGUA DE PRODUCCIÓN POZO TL 57 IC A1			
DOSIS (ppm)	EMULSIÓN (SI/NO)	TIEMPO DE RESOLUCIÓN (mm:ss)	FASES	CALIDAD DEL AGUA
0	SI	00:06	2	AGUA AMARILLA OSCURA
20	SI	00:07	2	AGUA AMARILLA
100	SI	00:07	2	AGUA AMARILLA
1000	SI	00:06	2	AGUA AMARILLA OSCURA
MEZCLA	CRUDO:AGUA DE PRODUCCIÓN POZO TL 57 IC B2			
20	SI	00:20	2	AGUA AMARILLA
100	SI	60:00	2	NO PRESENTO SEPARACIÓN
1000	SI	60:00	2	NO PRESENTO SEPARACIÓN
MEZCLA	CRUDO:AGUA DE PRODUCCIÓN POZO TL 57 IC C3			
20	SI	00:05	2	AGUA AMARILLA
100	SI	00:60	2	AGUA AMARILLA
1000	SI	00:08	1	NO PRESENTO SEPARACIÓN
MEZCLA	CRUDO:AGUA DE PRODUCCIÓN POZO TL 57 IC D4			
20	SI	00:08	2	AGUA CLARA
100	SI	00:05	2	AGUA AMARILLA
1000	SI	00:06	2	AGUA AMARILLA

Fuente: ECOPETROL S.A., "Base de Datos Ecopetrol S.A.". Campo Tello. Tello, Huila. 2012.

- **Resultados velocidad de corrosión y porcentaje de eficiencias en cilindro Rotatorio (ECR):**

Con una dosis de 15 ppm de inhibidor, se corrieron las pruebas de resistencia a la polarización lineal y curva Tafel, para determinar el porcentaje de eficiencia en condiciones dinámicas (ver *Tabla 12*).

Tabla 12. Resultados ECR evaluado a 791rpm – 60°C con 15 ppm

SOLUCIÓN	VELOCIDAD CORROSIÓN (mpy)	% EFICIENCIA VELOCIDAD CORROSIÓN
TL-57 Blanco	199.71	--
TL-57 + 15 ppm IC-A	615.50	-208.20
TL-57 + 15 ppm IC-B	63.81	68.05
TL-57 + 15 ppm IC-C	135.75	32.03
TL-57 + 15 ppm IC-D	49.55	75.19

Fuente: ECOPETROL S.A., "Base de Datos Ecopetrol S.A.". Campo Tello. Tello, Huila. 2012.



- **Resultados velocidad de corrosión general y por picado evaluados en autoclave estática:**

Tabla 13. Resultados velocidad de corrosión y porcentaje de eficiencia por picado

SOLUCIÓN	CORROSIÓN GENERAL		CORROSIÓN POR PICADO	
	VELOCIDAD CORROSIÓN (mpy)	% EFICIENCIA VELOCIDAD DE CORROSIÓN	VELOCIDAD CORROSIÓN (mpy)	% EFICIENCIA VELOCIDAD DE CORROSIÓN
Blanco	2.80		8.99	
15 ppm IC B	0.74	73.57	20.89	-132.37
15 ppm IC D	0.66	76.43	2.28	74.64

Fuente: ECOPETROL S.A., "Base de Datos Ecopetrol S.A.". Campo Tello. Tello, Huila. 2012.

- **Resultados persistencia de película de inhibidor de corrosión en el electrodo de cilindro rotatorio:**

Con el objeto de evaluar la persistencia de la película de inhibidor de los dos mejores productos seleccionados, se desarrolla el ensayo de persistencia de película de inhibidor, el cual consiste en una impregnación inicial de la superficie metálica ó electrodo con una dosis de 15 ppm.

Se corren las pruebas electroquímicas de Resistencia a la Polarización lineal hasta alcanzar valores que no difieran entre $\pm 10\%$. Posteriormente, el electrodo de cilindro rotatorio se retira de la celda de ensayo y se deja reposar en una celda con 15 ppm de inhibidor. La solución de ensayo con la dosis contenida en la celda se retira y se inyecta solución fresca sin inhibidor, nuevamente se conectan las terminales del potencióstato y se inicia el trazado de las pruebas electroquímicas, a intervalos de tiempo después de la inmersión de 5 minutos, hasta alcanzar valores similares a los encontrados en la solución inicial (blanco) (ver *Tabla 14*).

Tabla 14. Resultados persistencia de película de inhibidor de corrosión en el ECR

INHIBIDOR	TIEMPO DE DESORCIÓN minutos
ICB	100
ICD	100

Fuente: ECOPETROL S.A., "Base de Datos Ecopetrol S.A.". Campo Tello. Tello, Huila. 2012.

- **Compatibilidad evaluada en autoclaves estáticas:**

Con el objeto de evaluar la compatibilidad electroquímica entre los inhibidores de corrosión seleccionados e inhibidor de incrustación, se realizaron pruebas en autoclaves estáticas para determinar la velocidad de corrosión localizada con la fase acuosa del pozo TL-57 y la adición del inhibidor de corrosión e inhibidor de incrustaciones a las dosis de mejor desempeño para cada producto. Según los resultados encontrados para los inhibidores de corrosión, se concluye que los dos inhibidores de corrosión presentan incompatibilidades con la adición de cada uno de los dos inhibidores de incrustación, desde el punto de vista electroquímico (ver *Tabla 15*). Estas pruebas fueron realizadas a 68°C y 500 psi.



Tabla 15. Compatibilidad productos evaluados

SOLUCIÓN	VELOCIDAD DE CORROSIÓN GENERAL mpy
TL-57+ 15 ppm ICB	20.89
TL-57+ 15 ppm ICB + 5 ppm Inhibidor de Incrustación A	21.10
TL-57+ 15 ppm ICB + 5 ppm Inhibidor de Incrustación B	20.62
TL-57+ 15 ppm ICD	2.28
TL-57 + 15 ppm ICD + 5 ppm Inhibidor de Incrustación A	2.64
TL-57 + 15 ppm ICD + 5 ppm Inhibidor de Incrustación B	4.62

Fuente: ECOPETROL S.A., "Base de Datos Ecopetrol S.A.". Campo Tello. Tello, Huila. 2012.

CALIFICACIÓN FINAL

Los resultados de la calificación de los inhibidores de corrosión evaluados se muestran en la Tabla 16. Cada prueba específica tiene un valor para el ponderado o calificación final de cada inhibidor. El puntaje máximo para este producto está dado en 150 puntos.

Tabla 16. Resultados calificación de los inhibidores evaluados-Pozo TL-57

ESPUMA	EMULSIÓN	CELDA BALÓN	CILINDRO ROTATORIO	AUTOCLAVE ESTÁTICA	PERSISTENCIA PELÍCULAS	COMPATIBILIDAD	INHIBIDOR CORROSIÓN	TOTAL
10.0	1.43	5.00	0.00				IC A	30.29
		4.69						
		4.52						
		4.64						
9.0	0.50	4.83	18.10	0.00	30.00	30.00	IC B	107.43
		5.00						
		5.00						
		5.00						
6.7	2.00	4.30	8.52				IC C	31.56
		4.60						
		1.32						
		4.17						
6.7	1.25	4.31	20.00	20.00	30.00	20.36	IC D	116.26
		4.44						
		4.51						
		4.69						

Fuente: ECOPETROL S.A., "Base de Datos Ecopetrol S.A.". Campo Tello. Tello, Huila. 2012.



RESULTADOS POZO TL-10

A continuación se presentan los resultados de las pruebas correspondientes a las evaluaciones realizadas a los compuestos escogidos para el pozo TL-10. Cada uno de éstos se ve representado en los resultados con una etiqueta específica de la siguiente manera: IS-A equivaldría al IC-5, IS-B equivaldría al IS-10 e IS-C equivaldría al IS-22.

PRUEBAS DE COMPATIBILIDAD

- **Pruebas de compatibilidad de los inhibidores de incrustaciones Vs salmueras de producción – tolerancia al calcio**

Se realizaron las pruebas de compatibilidad de los inhibidores de incrustación con salmueras sintéticas equivalentes al agua de formación del pozo TL-10 y para el agua de producción de Tello (ver *Tabla 17*).

Tabla 17. Compatibilidades de productos evaluados con salmuera equivalente al agua de formación del pozo TL-10

AGUA DE PRODUCCIÓN	PRODUCTO	PORCENTAJE DE INHIBIDOR EN LA SALMUERA		
		1%	5%	10%
TL-10	IS-A	OK	OK	OK
	IS-B	OK	OK	OK
	IS-C	OK	OK	OK

NR: no realizado. C:candidato en caso que los 1 y 2 pierdan eficiencia en presencia de inhibidor de corrosión. X: no elegible.

Fuente: ECOPETROL S.A., "Base de Datos Ecopetrol S.A.". Campo Tello. Tello, Huila. 2012.

- **Pruebas de compatibilidad de los inhibidores de incrustaciones Vs salmueras de producción – envenenamiento con hierro**

Las pruebas de envenenamiento con hierro tienen como fin simular la condición en la cual el contenido de hierro disuelto en el agua en la que se dosifica el inhibidor de incrustaciones pueda variar a causa de fenómenos de corrosión o mezclas de aguas.

Las incompatibilidades entre el inhibidor de incrustaciones y el hierro disuelto en el agua se evidencian por la formación de turbidez o precipitados indeseables. Para estas pruebas, a las salmueras equivalentes utilizadas en la prueba de tolerancia con calcio, a las que se les dosificó el inhibidor de incrustaciones y que fueron compatibles con éstos, se les dosificó 10, 30 y 50 mg/L de Fe⁺⁺.

La mayoría de los inhibidores evaluados, probados a las dosificaciones de 1, 5 y 10% en salmuera equivalente toleraron la presencia de hierro en las dosificaciones probadas de 10, 30 y 50 ppm (ver *Tabla 18*).



Tabla 18. Pruebas de envenenamiento con hierro de los inhibidores, con las salmueras equivalentes del agua de formación y producción

AGUA DE PRODUCCIÓN	PRODUCTO	PORCENTAJE DE INHIBIDOR EN LA SALMUERA 1%			PORCENTAJE DE INHIBIDOR EN LA SALMUERA 5%			PORCENTAJE DE INHIBIDOR EN LA SALMUERA 10%		
		Envenenamiento con Fe			Envenenamiento con Fe			Envenenamiento con Fe		
		10mg/L	15mg/L	50mg/L	10mg/L	15mg/L	50mg/L	10mg/L	15mg/L	50mg/L
TL-10	IS-A	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	X	NR
	IS-B	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
	IS-C	OK	X	NR	OK	OK	OK	OK	OK	OK

NR: no realizado. C: candidato en caso que los 1 y 2 pierdan eficiencia en presencia de inhibidor de corrosión. X: no elegible.

Fuente: ECOPETROL S.A., "Base de Datos Ecopetrol S.A.". Campo Tello. Tello, Huila. 2012.

• **Pruebas de compatibilidad de los inhibidores de incrustaciones Vs salmueras de producción – compatibilidad con crudo**

Una vez realizadas las pruebas de envenenamiento, las salmueras que contienen inhibidor de incrustaciones al 1%, 5% y 10% dosificadas con 50 ppm de Fe⁺⁺ que no presentaron incompatibilidades se mezclaron con crudo del pozo TL-10. Se considera compatible sí el rompimiento es mayor al 90% y es deseable que la fase acuosa sea clara. Sí no hay el rompimiento deseado en alguna de las concentraciones del inhibidor, se considera incompatible (ver *Tabla 19*).

Tabla 19. Compatibilidad con crudo de las salmueras dosificadas con los inhibidores y tolerantes a las concentraciones de Ca y de Fe

AGUA DE PRODUCCIÓN	PRODUCTO	COMPATIBILIDAD CON CRUDO 50%-50%		
		PORCENTAJE DE INHIBIDOR EN LA SALMUERA		
		1%	5%	10%
		Envenenamiento con Fe		
		10mg/L	15mg/L	50mg/L
TL-10	IS-A	X Rompió 80%	X Rompió 80%	NR
	IS-B	OK	OK	OK
	IS-C	NR	OK	OK

NR: no realizado. C:candidato en caso que los 1 y 2 pierdan eficiencia en presencia de inhibidor de corrosión. X: no elegible.

Fuente: ECOPETROL S.A., "Base de Datos Ecopetrol S.A.". Campo Tello. Tello, Huila. 2012.

PRUEBAS DE EFICIENCIA

• **Pruebas de eficiencia dinámica (MIC)**

Esta prueba consiste en establecer la mínima concentración de inhibidor (MIC) necesaria para prevenir la formación de incrustaciones, en un sistema dinámico a condiciones de presión y temperatura de yacimiento.

A menor concentración de inhibidor requerida, más eficiente es el producto. Aunque éste es uno de los parámetros importantes en la elección de un inhibidor, adicionalmente se requiere que sea tolerante a la presencia de iones calcio y hierro disueltos en el agua a tratar y que no forme emulsiones con el crudo que acompañe al agua.



La clasificación de los inhibidores se presenta en orden de concentración mínima requerida para inhibir la formación de escamas en el rango más apropiado (de 1.25 a 7.5 ppm) para cada agua de producción a tratar.

Tabla 20. Pruebas MIC realizadas para el pozo TL-10

PRODUCTO	20 ppm	15 ppm	10 ppm	7.5 ppm	5 ppm	2.5 ppm	1.25 ppm
IS-A	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK
IS-B	OK	OK	OK	OK	OK	OK	X
IS-C	OK	OK	OK	OK	OK	0.1	X

OK: Producto eficiente, ($\Delta P=0$ en $t \leq 30$ min). X: Producto ineficiente, ($\Delta P \geq 1$ en $t \leq 30$ min). NR: MIC no realizado.

Fuente: ECOPEPETROL S.A., "Base de Datos Ecopetrol S.A.". Campo Tello. Tello, Huila. 2012.

CALIFICACIÓN FINAL

Como punto de partida se toma el resumen de los resultados obtenidos (ver *Tabla 21*) de la secuencia de análisis empleada para la selección del mejor inhibidor de incrustaciones para las aguas de producción del pozo TL-10, que contiene las observaciones generales, datos principales y calificación de pasa ó no pasa codificada con símbolos así: ok (pasa) y X (no pasa).

Para el agua de producción de Tello, el mejor inhibidor fue el IS-B que pasó todas las pruebas de compatibilidad y presentó una concentración mínima de inhibidor (MIC) de 2.5 ppm. El IS-A no toleró la presencia de hierro y no fue compatible con el crudo. El inhibidor IS-C sólo tolera concentraciones de hierro inferiores a 10 ppm.

Tabla 21. Resultados calificación de los inhibidores evaluados-Pozo TL-10

AGUA DE PRODUCCIÓN	PRUEBA	IS-A	IS-B	IS-C
TL-10	TOLERANCIA AL CALCIO	OK	OK	OK
	TOLERANCIA AL HIERRO	X	OK	Hasta 10 ppm
	COMPATIBILIDAD CON CRUDO	X	OK	OK
	MIC	1.25 ppm	2.5 ppm	5 ppm
	MIC CON INH. CORROSIÓN	X	AR	X
	RANKING	X	1	X

AR: pendiente por realizar cuando se conozca ranking de inhibidores de corrosión. C: candidato en caso que los 1 y 2 pierdan eficiencia en presencia de inhibidor de corrosión. X: no elegible.

Fuente: ECOPEPETROL S.A., "Base de Datos Ecopetrol S.A.". Campo Tello. Tello, Huila. 2012.

3.5 SELECCIÓN

Una vez obtenidos los resultado de las pruebas, identificados y definidos los compuestos IC-D(IC-62) e IS-B(IS-10) para el tratamiento de la problemática de corrosión e incrustación en los pozos TL-57 y TL-10 como los inhibidores de mejor desempeño en las pruebas realizadas y más óptimos para su aplicación de manera activa en campo, se realizó la formulación de las observaciones y recomendaciones pertinentes acerca del modo de aplicación y/o dosificación del producto químico, con el fin de alimentar la base de datos con dicha información para que sirva como antecedentes para futuras acciones y/o seguimiento del comportamiento del pozo.



CONCLUSIONES

- Se consiguió desarrollar una metodología de selección del inhibidor de corrosión e incrustaciones para su implementación en los campos de la SOH, donde esta problemática alcanza niveles críticos.
- Se lograron estructurar los componentes básicos del proceso metodológico para el tratamiento químico de los problemas de corrosión e incrustación: variables de entrada, árbol de decisión y pruebas de laboratorio para la evaluación y posterior selección de inhibidores.
- Se levantó el diagrama de procesos generalizado de los procedimientos realizados en el análisis del comportamiento de la corrosión e incrustación.
- Se analizaron y clasificaron las variables medibles necesarias para el desarrollo de la valoración de la problemática partiendo de los análisis fisicoquímicos de los fluidos de producción y de los datos operacionales del pozo.
- Se clasificaron las condiciones y variables medibles de un pozo productor para los métodos de producción bajo flujo natural y artificial (Bombeo mecánico, Bombeo electrosumergible y Gas lift), en el desarrollo de la selección del producto químico, con base en el estado mecánico del mismo y sus datos operacionales.
- A partir de la valoración y diagnóstico del fenómeno presente, teniendo en cuenta la caracterización de los fluidos de producción y las condiciones bajo las cuales opera un pozo y, combinando el análisis y evaluación teórica, se consigue conceptualizar la metodología que permite dictaminar la mejor solución que minimice la problemática y optimice la producción.
- Se validó la metodología implementada para selección de alternativas químicas mediante algoritmos lógicos y estructurados compilados en la herramienta computacional **MSICI** que permiten ahorro en tiempo y economía en la selección de tratamientos.
- Mediante el análisis del comportamiento de los pozos TL-57 y TL-10 realizado con la MSICI, se encontró según la valoración de la problemática que éstos presentan corrosión leve por CO_2 y H_2S , lo cual arrojó como primer acercamiento, la elección de los productos químicos IC-12, IC-49, IC-51, IC-54, IC-60, IC-62, IC-73 e IC-85, e incrustamiento severo por precipitación de



carbonato de calcio (CaCO_3), el cual permitió el acercamiento a la elección de los productos químicos IS-5, IS-10 e IS-22.

- Se solicitó el desarrollo de las pruebas a nivel de laboratorio, en instalaciones de la Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia UPTC institución en convenio con Ecopetrol S.A., para la evaluación de la funcionalidad (comportamiento y eficiencia) de los inhibidores de corrosión, IC-12, IC-51, IC-54 e IC-62, e inhibidores de incrustación IS-5, IS-10 e IS-22, seleccionados mediante la metodología implementada.
- Analizando la información obtenida de los resultados de las pruebas para el pozo TL-57, se concluye que entre los productos químicos evaluados (IC-12, IC-51, IC-54 e IC-62) el que presenta mayor eficacia y eficiencia en la inhibición de la corrosión es el IC-62 con un desempeño de 116.26 puntos de calificación, en relación con los 107.43, 31.56 y 30.29 puntos, correspondientes al IC-51, IC-54 e IC-12 respectivamente.
- Para el agua de producción del pozo TL-10, el mejor inhibidor fue el IS-B que pasó todas las pruebas de compatibilidad y presentó una concentración mínima de inhibidor (MIC) de 2.5 ppm con respecto.
- El problema de corrosión en el pozo TL-57 debe ser tratado de manera inmediata, dado el potencial del mismo, para evitar tener mayores pérdidas económicas, a través de la inyección del químico IC-62 en forma continua, para garantizar una protección duradera en las bombas, tuberías y válvulas, permitiendo el normal desempeño productivo del pozo.
- Para el tratamiento de incrustación por carbonato de calcio (CaCO_3) presente en el pozo TL-10, el producto inhibidor que pasó todas las pruebas de compatibilidad y presentó la mejor concentración mínima de inhibidor (MIC) es el IS-B, el cual debe ser aplicado en forma continua, para garantizar una protección duradera en las bombas, tuberías y válvulas, permitiendo el normal desempeño productivo del pozo.
- La metodología desarrollada permitirá agilizar el proceso de selección química, facilitar al ingeniero de producción la conceptualización de su problemática y asegurar el “*run life*” e integridad de sus equipos.



RECOMENDACIONES

- La metodología puede ser aplicada de forma individual (corrosión o incrustación) o de forma conjunta (combinada: corrosión e incrustación).
- El análisis de la composición fisicoquímica del agua de producción es de vital importancia en la determinación de la presencia de corrosión y en la evaluación del carácter incrustante, por lo que se recomienda utilizar datos actualizados en lo posible.
- Es indispensable para la metodología contar con la información requerida por ella para realizar un análisis detallado del comportamiento del pozo, ya que al realizarse un estudio con información insuficiente o desactualizada lleva a un diagnóstico erróneo.
- Realizar nuevos estudios de caracterización de fluidos del campo, con el propósito de comparar los nuevos resultados de composición de las aguas con los anteriores, y observar si las saturaciones han cambiado y por lo tanto su tendencia a la corrosión y/o incrustación.
- Extender la utilización de la inhibición química como tratamiento de la de corrosión e incrustación, a través de la implementación de la MSICI, en campos donde esta problemática no alcanza niveles críticos como medida preventiva.
- Ampliar el rango de aplicación de la metodología anexando el análisis de otros métodos de levantamiento artificial (Bombas de cavidades progresivas PCP).



REFERENCIAS

1. ALVARADO C., Jose O. “*Selección electroquímica de compuestos orgánicos como inhibidores de corrosión en medio ácido*”. Tesis de grado. Universidad Autónoma del Estado de Hidalgo. 2006.
2. Base de datos de la Superintendencia de Operaciones Huila-Tolima Ecopetrol S.A..
3. CASTRO H., Henry F. y GAMEZ M., Christian J. “*Evaluación de la depositación de incrustaciones en sistemas de bombeo electrosumergible del campo Cantagallo*”. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. 2009.
4. CHAMPION TECHNOLOGIES. “Product Selection Guide”.
5. ECOPETROL S.A, “*Protocolo de pruebas de laboratorio para la evaluación y selección de inhibidores de corrosión para la vicepresidencia de producción*”. Instituto Colombiano del Petróleo. Piedecuesta – Santander, Agosto 27 de 2009.
6. ECOPETROL S.A, “*Selección (“Best in Class”) de clarificadores, secuestrantes de oxígeno e inhibidores de incrustaciones para la Superintendencia de Operaciones Huila*”. Instituto Colombiano del Petróleo. Piedecuesta – Santander, Abril de 2010.
7. NACE International, Corrosión Interior de Ductos, “*Corrosión interna en tuberías*”. 2010.
8. NACE MR 0176, Standard Material Requirements, “*Metallic Materials for Sucker-Rod Pumps for Corrosive Oilfiled Environments*”. 2006.
9. NACE SP 0106, Standard Practice, “*Control of Internal Corrosion in Steel Pipelines and Piping Systems*”. 2006.
10. NACE TM 0194, Standard Test Method, “*Field Monitoring of Bacterial Growth in Oilfield Systems*”. 1994.
11. PACHECO, Oscar y PACHECO, Daniel. “*Estudio técnico y económico para la implementación de métodos de inspección de tubería y varilla en boca de pozo para la SOH*”. Universidad Surcolombiana. Enero 2012.
12. PATTON, Charles. “*Applied Water Technology*”. Campbell Petroleum Series. Dallas, Texas. 1995.



ANEXOS

Evaluación de tratamientos de inhibición para fluidos acuosos mediante la aplicación de técnicas electroquímicas

METODOLOGÍA EXPERIMENTAL

1. PRUEBAS DE “SCREENING”

En esta primera etapa se evaluarán los productos recibidos para la fase acuosa del pozo y se determinarán las eficiencias de inhibición de cada uno de ellos, utilizando la celda balón.

Las concentraciones de los inhibidores de corrosión que se evaluarán, corresponden a las siguientes dosificaciones, las cuales se encuentran establecidas en las *Especificaciones Técnicas Pruebas de Laboratorio SOH*. Sin embargo, teniendo en cuenta las especificaciones técnicas de cada una de los productos se realizó una corrección de cada dosis en función de las recomendaciones de cada inhibidor.

Concentraciones a evaluar: 5, 10, 15, 20 y 30 ppm.

Este estudio se desarrollará basado en técnicas electroquímicas. A continuación se describen cada una de ellas:

1.1 Resistencia a la polarización lineal

Esta técnica electroquímica, de corriente directa, permite determinar la resistencia que presenta una superficie metálica a la transferencia de carga en la solución de prueba. El electrodo de trabajo es perturbado por un pequeño potencial cerca al potencial de corrosión, midiendo posteriormente la respuesta en corriente. La relación potencial / corriente determina la resistencia a la polarización, en donde la velocidad de corrosión será inversamente proporcional a esta resistencia.

Para determinar los valores de resistencia a la polarización se llevó a cabo la metodología establecida en el procedimiento técnico de ensayo del Laboratorio de Ingeniería de Materiales PTE 123.022 Evaluación Electroquímica por Resistencia a la Polarización, bajo los lineamientos de la norma ASTM G59 “Standard Test Method for Conducting Potentiodynamic Polarization Resistance Measurements”. Se trazaron seis curvas de resistencia a la polarización lineal a cada muestra evaluada y se tomó su promedio para el cálculo de la velocidad de corrosión.

El equipo potencióstato/galvanostato utilizado fue el Autolab 30, con software para técnicas electroquímicas de corriente directa.

Los parámetros utilizados en esta técnica se presentan a continuación:

Potencial inicial (mV)	-20 Vs Eoc
Potencial final (mV)	+20 Vs Eoc
Velocidad del barrido (mV/s)	0.166
Area de la muestra (cm²)	9



1.2 Curvas de Tafel

Esta técnica electroquímica, de corriente directa, permite determinar las pendientes anódicas y catódicas de Stern – Geary que se involucraran en conjunto con la resistencia a la polarización en la ley de Faraday, para calcular la velocidad de corrosión.

Para determinar los valores de las pendientes anódicas y catódicas de Tafel se llevó a cabo la metodología descrita en el procedimiento técnico de ensayo del Laboratorio Ingeniería de Materiales PTE 123.023 Evaluación Electroquímica por Curvas Tafel, bajo los lineamientos de la norma ASTM G5 “Standard Reference Test Method for Making Potentiostatic and Potentiodynamic Anodic Polarization Measurements”. Se realizó una curva de extrapolación de Tafel a cada muestra evaluada.

El equipo potenciostato/galvanostato utilizado fue el Autolab 30, con software para técnicas electroquímicas de corriente directa.

Los parámetros utilizados en esta técnica se presentan a continuación:

Potencial inicial (mV)	-250 Vs Eoc
Potencial final (mV)	+250 Vs Eoc
Velocidad del barrido (mV/s)	0.300
Area de la muestra (cm²)	9

1.3 Equipos

Para la realización de las pruebas se utilizará una celda balón con los accesorios especificados en la norma ASTM G5, como electrodo de trabajo acero al carbono AISI – SAE 1020, como electrodo de referencia calomel saturado y como electrodo auxiliar grafito.

Los equipos utilizados a utilizar es el ACM Instruments con software para técnicas electroquímicas.

La Figura 2 presenta la celda a usar para las evaluaciones.

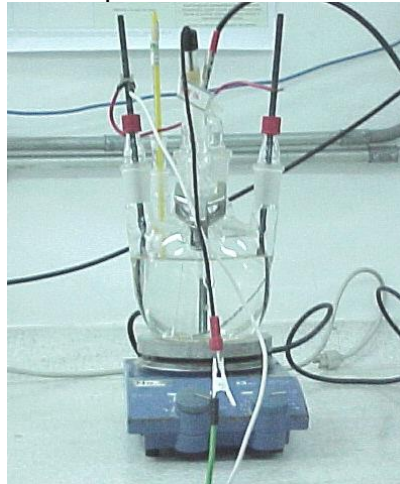


Figura 2. Equipos utilizados para las pruebas en celda balón – Celda balón.

1.4 Condiciones de la prueba

En la Tabla 3 se reportan las condiciones y parámetros a ser tenidos en cuenta para esta evaluación.



Tabla 3. Condiciones de prueba en celda balón para la evaluación de inhibidores

Condiciones	Inhibidores SOH
Solución	Fase acuosa pozo
Temperatura	60°C
Volumen de la solución	900ml
Material	Acero al carbón 1020
Gas de burbujeo	CO ₂ /N ₂
Revoluciones (rpm)	791
Condición hidrodinámica	Estática

1.4.1 Procedimiento experimental (evaluación del blanco)

- Preparar la celda de acuerdo a la norma ASTM G – 5.
- Llenar la celda con 900 ml de solución y calentar hasta 60°C.
- Burbujear con N₂ inicialmente para despojar el oxígeno de la muestra; con CO₂ en forma constante durante toda la prueba.
- Introducir el electrodo de trabajo sellando herméticamente la celda.
- Dejar estabilizar el potencial de corrosión.
- Realizar medidas de polarización lineal.

1.4.2 Procedimiento experimental (evaluación de inhibidores)

- Preparar la celda de acuerdo a la norma ASTM G – 5.
- Llenar la celda con 900 ml de solución y calentar hasta las temperaturas de cada pozo muestreado.
- Burbujear con N₂ inicialmente para despojar el oxígeno de la muestra; con CO₂ en forma constante durante toda la prueba.
- Introducir el electrodo de trabajo, sellando herméticamente la celda.
- Dejar estabilizar el potencial de corrosión (por lo menos durante 1 hora).
- Adicionar el inhibidor de corrosión a evaluar a la primera concentración (5 ppm).
- Dejar actuar el inhibidor de corrosión por una hora,
- Adicionar las diferentes concentraciones de inhibidor una cada hora (10, 15, 20 y 30 ppm), midiendo la resistencia a la polarización lineal.

1.5 Cálculo de eficiencia

La eficiencia de los inhibidores se determina como la capacidad para inhibir la corrosión del metal. Para calcular la eficiencia de cada una de las concentraciones evaluadas de inhibidor, se utilizó la siguiente ecuación:

$$\%E = \left(\frac{Rp_{con\ inhibidor} - Rp_{sin\ inhibidor}}{Rp_{con\ inhibidor}} \right) * 100$$

Donde:

%E = Porcentaje de eficiencia del inhibidor

Rp CON INHIBIDOR = Resistencia a la polarización promedio con adición de inhibidor

Rp SIN INHIBIDOR = Resistencia a la polarización promedio sin adición de inhibidor

La eficiencia de los inhibidores se determina como la capacidad para inhibir la corrosión del metal y se establece en función de la velocidad de corrosión del metal sin inhibidor. Para calcular la eficiencia de cada una de las concentraciones evaluadas, se utilizará el siguiente modelo:



$$E = \left(\frac{V_{corr \text{ sin inhibidor}} - V_{corr \text{ con inhibidor}}}{V_{corr \text{ sin inhibidor}}} \right) * 100$$

Donde:

E = % de eficiencia del inhibidor

VCORR SIN INHIBIDOR = Velocidad de corrosión sin adición de inhibidor

VCORR CON INHIBIDOR = Velocidad de corrosión con adición de inhibidor

2. PRUEBAS COMPLEMENTARIAS AL INHIBIDOR DE CORROSIÓN

2.1 Tendencia a la formación de espuma.

Esta es una prueba de carácter cualitativo, con la cual se puede apreciar la tendencia del inhibidor en solución a formar una capa de espuma. Este procedimiento se encuentra en la sección 9.4 de la norma ASTM G 170 – 06, en la cual el método emplea un gas que entra dentro de la solución de evaluación. La altura de espuma y la estabilidad de la espuma son usadas para evaluar el grado de espumabilidad. El efecto es comparado sobre un blanco. Cien mililitros de la fase acuosa con la dosis DMME son dispuestos en una probeta de 500 ml. El fluido es purgado con un gas inerte a una velocidad constante. La espuma producida es medida y registrada como una función de la altura de la columna y el tiempo.

2.2 Tendencia a la formación de emulsión.

Las emulsiones formadas pueden ser completamente difíciles de remover y pueden llevar a difícil separación en las facilidades de producción.

Se debe agitar los frascos de ensayo usados para evaluar si el IC causara que la mezcla agua / hidrocarburo forme una emulsión.

Mezclas de Volúmenes de 150 ml 80% Crudo: 20% Agua.

Las mezclas son inyectadas a 20 ppm, 100 ppm y 1000 ppm.

Los blancos además son usados con las muestras inhibidas. Cada una de botellas es entonces agitada fuertemente durante 100 veces en forma manual y entonces se deja para evaluar la separación de fases.

La claridad y color de las fases hidrocarburo y agua y la apariencia de la interfase son observadas por un periodo de tiempo.

3. Pruebas en electrodo de cilindro rotatorio (ECR)

Estas pruebas se realizarán con los inhibidores que presenten un punto de mínimo incremento de la eficiencia con respecto al incremento en la dosis de inhibidor aplicado, es decir, se toma la dosis a partir de la cual no se obtengan incrementos significativos en la eficiencia. Esta dosificación se denomina la DMME (Mínima dosis de máxima eficiencia).

Para el propósito mencionado anteriormente se utilizan los resultados obtenidos en la celda balón y la tendencia a la formación de espuma.

3.1 Condiciones hidrodinámicas

La determinación experimental de los efectos del flujo de un fluido sobre la corrosión se expresa en términos del esfuerzo de corte en la pared (τ_w) ó el coeficiente de transferencia de masa (k_d), que son comunes en los sistemas hidrodinámicos. Para estas pruebas se realizará el escalamiento con base en el esfuerzo de corte en la pared (τ_w),



utilizando un electrodo de cilindro rotatorio (ECR). En la Tabla 4 se indican las condiciones hidrodinámicas de campo y las condiciones simuladas de laboratorio:

Tabla 4. Condiciones hidrodinámicas de los fluidos de prueba

Campo/Pozo	Velocidad (m/s)	Diámetro tubería en campo (plg)	Esfuerzo corte (N/m ²)	Rpm ECR-Laboratorio
XXXX	XX	XX	68.30	791

3.2 Condiciones de la prueba

En la Tabla 5 se reportan las condiciones para el ensayo en cilindro rotatorio.

Tabla 5. Condiciones de prueba en el ECR para la evaluación de inhibidores

Condiciones	Inhibidores SOH
Solución	Fase acuosa pozo
Temperatura	60°C
Volumen de la solución	600ml
Material	Acero al carbón
Gas de burbujeo	CO ₂ /N ₂
Revoluciones (rpm)	791
Condición hidrodinámica	Dinámica

3.3 Procedimiento experimental

- Llenar la celda con 600 ml de solución y calentar 60°C.
- Burbujear con N₂ y CO₂ por dos horas y mantener burbujeo durante toda la prueba.
- Introducir el electrodo de trabajo, sellando herméticamente la celda y accionar el motor del ECR a 791rpm.
- Dejar estabilizar el potencial de corrosión (por lo menos durante 1 hora). Continuando con el burbujeo de CO₂.
- Realizar medidas de resistencia a la polarización lineal.
- Adicionar el inhibidor de corrosión a evaluar a la concentración de ensayo.
- Dejar actuar el inhibidor de corrosión por una hora, manteniendo el burbujeo con CO₂.
- Realizar medidas de polarización lineal.
- Finalizar la evaluación con una curva Tafel.

3.4 Equipos

Para la realización de las pruebas se utilizará un Electrodo de Cilindro Rotatorio (ECR) E.G&G PARC modelo 636, siendo el electrodo de trabajo acero al carbono 1020, electrodo de referencia calomel saturado y como electrodo auxiliar grafito. El equipo potencióstato/galvanostato a utilizar es el Modelo 273A de la EG&G, con software para técnicas electroquímicas.

La Figura 3 presenta los equipos a usar para las evaluaciones.

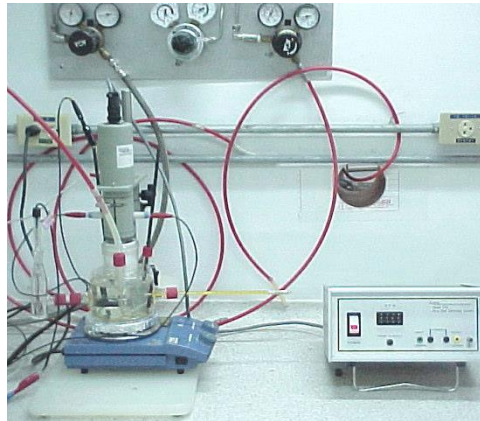


Figura 3. Electrodo de cilindro rotatorio para las pruebas en ECR.

4. Persistencia de película en el electrodo de cilindro rotatorio.

Con el objetivo de evaluar la persistencia de la película de inhibidor de los dos mejores productos seleccionados, se desarrolla el ensayo de persistencia de película de inhibidor, el cual consiste en una impregnación inicial de la superficie metálica ó electrodo con el inhibidor de corrosión, seguidamente, se evalúa la capacidad de inhibición mediante la aplicación de pruebas electroquímicas de corriente directa. Posteriormente, se retira la solución que contiene residual de inhibidor de corrosión y se inyecta una solución en blanco (sin adición del inhibidor) para cuantificar el proceso de Desorción y Difusión hacia el seno de la solución de la película de inhibidor. Un inhibidor de corrosión con una alta adherencia a la superficie metálica mostrara una alta persistencia de película y el deterioro de las propiedades protectoras será mínimo en el tiempo de ensayo. Por ende, en servicio, protegerá eficazmente las superficies metálicas expuestas, la disolución en solución será mínima y no presentará problemas de formación de espuma.

4.1 Condiciones hidrodinámicas

Según las condiciones de caudal y diámetro de tubería en campo, las revoluciones por minuto necesarias para alcanzar esfuerzos de corte similares a los presentes en la pared del tubo se calculó un valor de 791 rpm para el electrodo de cilindro rotatorio.

4.2 Condiciones de la prueba

En la Tabla 6 se reportan las condiciones para el ensayo en cilindro rotatorio.

Tabla 6. Condiciones de prueba de persistencia de película de inhibidor.

Condiciones	Inhibidores SOH
Solución	Fase acuosa pozo
Temperatura	60°C
Volumen de la solución	600ml
Material	Acero al carbón
Revoluciones (rpm)	791
Condición hidrodinámica	Dinámica

4.3 Procedimiento experimental

1. Llenar la celda con 600 ml de solución y calentar a 60°C.
2. Burbujear con N₂ durante 30 minutos y CO₂ durante toda la prueba.



3. Introducir el electrodo de trabajo, sellando herméticamente la celda y accionar el motor del ECR a 791 rpm.
4. Dejar estabilizar el potencial de corrosión (por lo menos durante 1 hora). Continuando con el burbujeo de CO₂.
5. Realizar medidas de resistencia a la polarización lineal.
6. Adicionar 15 ppm del inhibidor de corrosión.
7. Dejar actuar el inhibidor de corrosión, manteniendo el burbujeo con CO₂.
8. Realizar medidas de polarización lineal.
9. Trazar las curvas de Resistencia a la Polarización Lineal hasta que la diferencia entre resultados este en un rango del $\pm 10\%$.
10. Simultáneamente con la evaluación, se deben preparar dos celdas de ensayo: La primera debe contener 15 ppm de inhibidor y la segunda sin adición del inhibidor pero con burbujeo de N₂ y CO₂ a las condiciones descritas en el paso 2.
11. Retirar el electrodo de trabajo de la celda de ensayo y dejarlo reposar en la celda que contiene las 15 ppm de inhibidor que se está evaluando.
12. Liberar la solución de ensayo de la celda y reemplazarla por solución fresca que no contiene inhibidor de corrosión.
13. Reiniciar las lecturas de Resistencia a la Polarización Lineal con una velocidad de rotación del electrodo de 791 rpm.
14. Trazar las curvas de Resistencia a la Polarización Lineal hasta que la diferencia entre resultados este en un rango del $\pm 10\%$.

5 Pruebas en autoclave estático (corrosión general)

Estas pruebas se realizarán con los inhibidores que presenten mínima tendencia a la formación de espuma. La dosificación utilizada es la misma en la que se evalúan las pruebas de electrodo de cilindro rotatorio y espumabilidad.

5.1 Equipos

La autoclave a utilizar está fabricada en acero inoxidable 316, y posee en la parte superior tres puertos electroquímicos; dos para los electrodos de acero inoxidable 316 que actúan como contraelectrodo y referencia y otro para el electrodo de trabajo de acero al carbono AISI-SAE 1020 sobre el cual se miden las velocidades de corrosión.

El equipo potencióstato / galvanostato a utilizar es el ACM INSTRUMENTS, con software para técnicas electroquímicas. La Figura 4 presenta la celda de ensayo a utilizar para las evaluaciones.



Figura 4. Autoclave estática para la prueba de velocidad de corrosión general.



5.2 Condiciones de la prueba

En la Tabla 7 se reportan las condiciones para el ensayo de velocidad de corrosión general.

Tabla 7. Condiciones de prueba en autoclave estática para la evaluación de inhibidores

Parámetro	Condiciones de prueba
Temperatura (°C)	9 cm ²
Atmósfera	CO ₂ /N ₂
Presión (psi)	500
Área del Electrodo	9 cm ²
Volumen del electrolito	1450 ml
Velocidad de barrido	0.166 mV/s

5.2.1 Procedimiento experimental (evaluación de la velocidad de corrosión general).

- Preparar los electrodos superficialmente con papel abrasivo de carburo de silicio N° 240, 320, 400 y 600, desengrasar con etanol y acetona y enjuagar con agua destilada. Posterior a la preparación introducir los electrodos en sus respectivos puertos electroquímicos. Burbujeo con N₂.
- Llenar la autoclave con 1450 ml de solución blanco y con adición de cada producto de inhibición para cada campo y pozo objeto de estudio y calentar 68°C
- Ajustar la presión a 500 psi.
- Dejar estabilizar el potencial de corrosión (por lo menos durante 1 hora).
- Realizar medidas de polarización lineal.
- Finalizar la evaluación con una curva Tafel.

6. Pruebas en autoclave (corrosión por picado).

Estas pruebas se realizarán con los inhibidores que presenten mínima tendencia a la formación de espuma con las máximas eficiencias. La dosificación utilizada es la misma en la que se evalúan las pruebas de electrodo de cilindro rotatorio y tendencia a la formación de espuma.

6.1 Medida de velocidad de penetración por picado.

La evaluación de la velocidad de penetración por picado mediante pruebas electroquímicas consiste en realizar un ciclo de polarización a dos sistemas independientes en equilibrio (uno para el barrido anódico y otro para el barrido catódico). Para que los datos sean obtenidos de electrodos sin perturbación, la generación de las curvas anódicas y catódicas deben ser realizadas por experimentación separadas, es decir, es necesario un electrodo de trabajo y contraelectrodo para el barrido anódico y otro par de electrodos para el barrido catódico. El electrodo de referencia es común para ambos barridos, ya que este electrodo no es perturbado por ninguna señal. Los parámetros a utilizar en esta técnica son los siguientes:



Parámetro	Condiciones de prueba
Área del Electrodo anódico	9 cm ²
Área del Electrodo catódico	9 cm ²
Volumen de electrolito	1200 ml
Velocidad de barrido	0.83 mV/s
Potencial inicial primer ciclo	-10 mV vs OCP
Potencial final primer ciclo	-500 mV vs OCP
Potencial inicial segundo ciclo	-10 mV vs OCP
Potencial final segundo ciclo	+500 mV vs OCP
Punto de regreso del Barrido	5 mA/cm ²

6.2 Equipos

Para la realización de las pruebas se utilizó el equipo Potenciostato / Galvanostato ACM Instruments – Lab Field Machine y como celda de evaluación una autoclave estática de arreglo de múltiples electrodos.

En la Figura 5 se observan los equipos a utilizar para las pruebas.



Figura 5. Tapa de la autoclave con arreglo de múltiples electrodos.

6.3 Procedimiento experimental

□□ Preparar los electrodos superficialmente con papel abrasivo de carburo de silicio No. 240, 320, 400 y 600, desengrasar con etanol y acetona y enjuagar con agua destilada. Posterior a la preparación introducir los electrodos en la tapa del autoclave de arreglo múltiple.

□□ Llenar la autoclave con la solución de ensayo y calentar hasta 68°C y 500 psi.

□□ Dejar estabilizar el potencial de corrosión por lo menos durante 5 horas, para posteriormente realizar un monitoreo de resistencia a la polarización cada hora sobre el primer juego de electrodos (catódico).

□□ Realización de un barrido catódico desde su potencial de corrosión hasta un potencial de 500 mV más negativo que el potencial de circuito abierto, a una velocidad de barrido de 50 mV/min. Conexión del potenciostato al segundo sistema, haciendo un barrido anódico desde su potencial de corrosión hasta que la corriente alcance un valor de 5 mA/cm², a una velocidad de barrido de 50 mV/min, para el posterior regreso de la dirección de barrido hasta que la corriente fuera aproximadamente igual a cero.

□□ Determinar la densidad de corriente de picado.

□□ Retirar los electrodos e inspeccionarlos mediante un microscopio estereográfico para determinar la superficie del electrodo anódico que se encuentra con picado.