

**Estudio de optimización de costos de inhibición de corrosión e incrustaciones
en planta de producción de hidrocarburos livianos**

Enmanuel Celis Castellanos
Mayo 2019

Universidad Pedagógica y Tecnológica de Colombia
Especialización en Gestión de Corrosión e Integridad
Facultad de Ingenierías

Tabla de contenido

Introducción	3
Objetivos	7
Marco Teórico.....	8
Metodología de selección de inhibidores de corrosión e incrustaciones	11
1. Análisis de reología de fluidos.....	11
2. Consideraciones preliminares	13
2.1. Condiciones de pruebas de eficiencias de inhibición	13
2.2. Preparación de salmueras sintéticas y productos inhibidores.....	14
2.3. Preparación de cupones gravimétricos	14
3. Desarrollo experimental.....	15
3.1. Evaluación de inhibidores de incrustaciones.....	15
3.2. Evaluación de inhibidores de corrosión.....	16
3.3. Criterios de valoración técnica	17
4. Resultados	18
4.1. Inhibidores de incrustaciones	18
4.2. Inhibidores de corrosión	19
5. Evaluación costo-beneficio de proceso licitatorio	24
6. Conclusiones y recomendaciones	24
Bibliografía	29

Introducción

Un campo de producción de hidrocarburos livianos presenta una caracterización fisicoquímica de fluidos con tendencias incrustantes y a su vez un volumen de producción que propicia escenarios corrosivos por la producción asociada de gas, las velocidades de flujo en sus ductos, los patrones de flujo y altas temperaturas desde yacimiento. Del balance de iones presente en aguas de producción del campo se obtienen probabilidades de incrustación (Langelier > 0.0; Ryznar < 6.5; Stiff & Davies > 0.0) y de desarrollo de mecanismos de corrosión (Larson-Skold > 1.2) principalmente asociados a la producción de gas con alto contenido de CO₂ >20% mol, (ver Anexos 1 y 2 con fisicoquímicos parciales y cromatografía de referencia).

La Tabla 1 resume los volúmenes tratados en planta en sus principales líneas de transferencia de fluido entre locaciones, plataformas a manifold, cargue de crudo de ventas y ductos hacia planta de gas. En la Figura 1 se mapea el trazado de las principales tuberías de producción y planta.

Línea	Diám (in)	Longitud (Km)	Fluido	BFPD	BOPD	BWPD	MSCFD	API @ 60°F	Gravedad específica @ 60°F / Aire=1	Temperatura operación (°F)
Facilidad Maracas-Maracas 3 (Test Iny. line)	4	2,2	Agua producción	20000	0	20000	0	10	1,00000	200
Maracas 3-Facilidad Maracas (Group Line)	8	2,2	Multifásico	16106,35	151,33	15955,02	52,46	29,1	0,88096	220
Maracas Este-Maracas 3 (Test line)	4	1,2	Multifásico	0	0	0	0	0	0	220
Maracas Este-Maracas 3 (Group Line)	8	1,2	Multifásico	7933,9	60,76	7873,14	25,73	29,9	0,87670	220
Facilidad Maracas-Maracas Sur	6	2	Agua producción	18000	0	18000	0	10	1,00000	200
LM2 WH-Manifold Facilidad Maracas	4	0,1	Multifásico	0	0	0	0	0	0	220
LM3 WH-Manifold Maracas 3	4	0,12	Multifásico	8172,45	90,57	8081,88	26,73	28,6	0,88382	220
LM4 WH-Manifold Maracas 3	4	0,14	Multifásico	0	0	0	0	0	0	220
LM5 WH-Manifold Facilidad Maracas	4	0,12	Multifásico	14949,88	63,99	14885,89	58,11	31,2	0,86970	220
LM6 WH-Manifold Facilidad Maracas	4	0,14	Multifásico	9495,48	194,8	9300,68	142,99	29,6	0,87834	220
Facilidad Inyección-LM7 WH	4	0,25	Agua producción	15000	0	15000	0	10	1,00000	200
Manifold Maracas 3-LM8 WH	4	0,16	Agua producción	20000	0	20000	0	10	1,00000	200
LM9 WH-Manifold Maracas 3	4	0,2	Multifásico	0	0	0	0	0	0	220
LM10 WH-Manifold Maracas Este	4	0,1	Multifásico	0	0	0	0	0	0	220
LM11 WH-Manifold Maracas Este	4	0,12	Multifásico	7933,9	60,76	7873,14	25,73	29,9	0,87670	220
LM12 WH-Manifold Maracas Este	4	0,14	Multifásico	0	0	0	0	0	0	220
Facilidad Inyección-LM13 WH	4	0,25	Agua producción	16000	0	16000	0	10	1,00000	200
Manifold Maracas Sur-LM14 WH	4	0,05	Agua producción	18000	0	18000	0	10	1,00000	200
Facilidad Inyección-LM15 WH	4	0,3	Agua producción	3500	0	3500	0	10	1,00000	200
LM15 WH-Manifold Facilidad Maracas	4	0,12	Multifásico	2310,14	86,01	2224,13	5,05	23,5	0,91290	220
Facilidad Inyección-LM16 WH	4	0,28	Agua producción	14500	0	14500	0	10	1,00000	200
Facilidad crudo-Cargadero	6	0,5	Crudo	10500	10500	0	0	28,2	0,88604	160
Facilidad separadores-PRL	3	0,1	Gas	0	0	0	258,61	N/A	1,2075	180

Tabla 1. Resumen de caudales de producción de principales ductos

Los tratamientos de inhibición de corrosión (tipo amina) e inhibición de incrustación (tipo fosfonato) son inyectados en conjunto a fondo de pozo por medio de capilares de 3/8" OD a profundidades de hasta 4000 ft para dosificación directa en el intake de bombas ESP de producción (ver Figura 2).

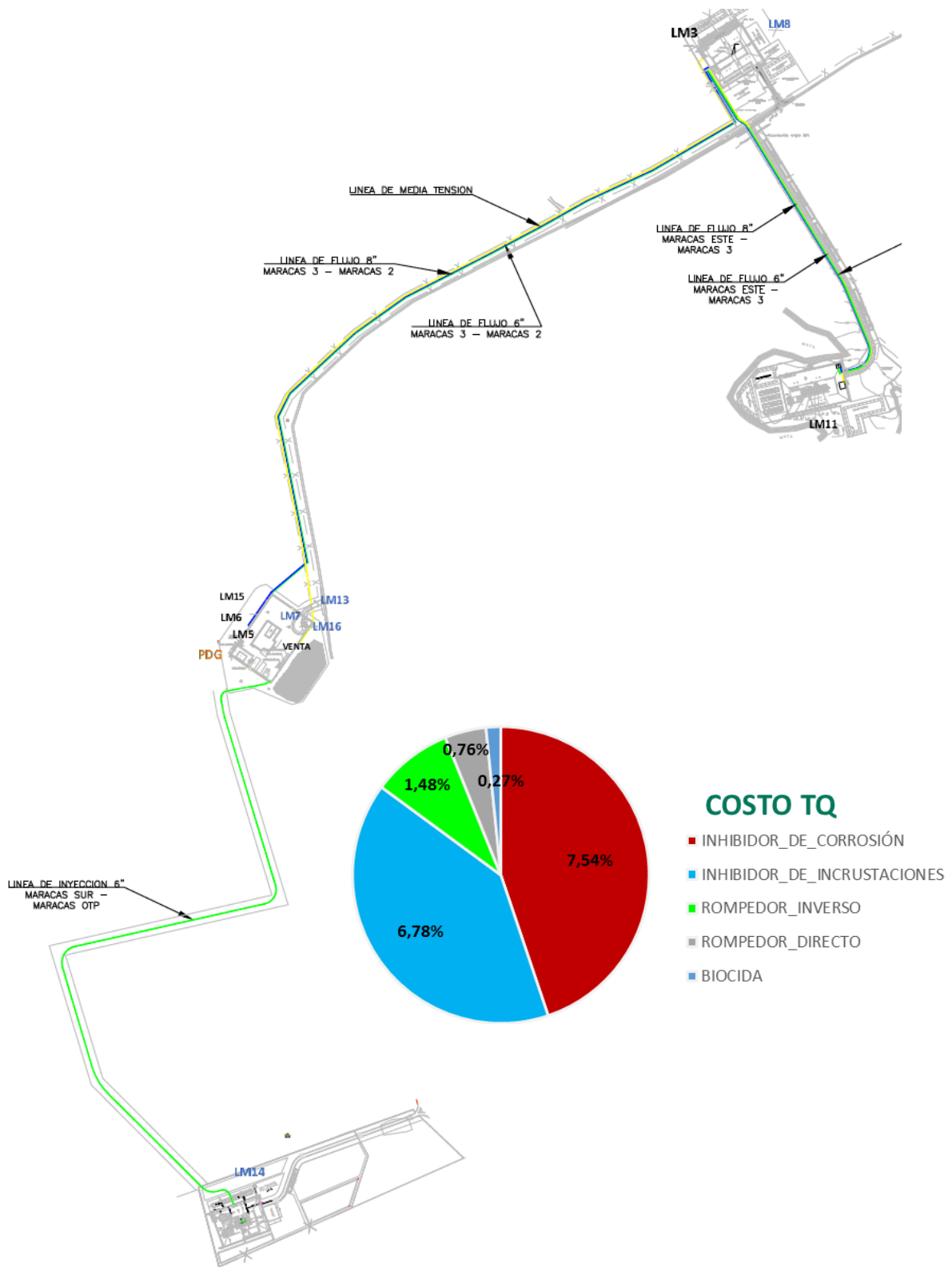


Figura 1. Diagrama de locaciones con trazado de principales tuberías de transferencia de fluido multifásico entre plataformas, inyección de agua y ventas de crudo. Se incluye distribución de costos de tratamiento de fluidos producidos en la estación

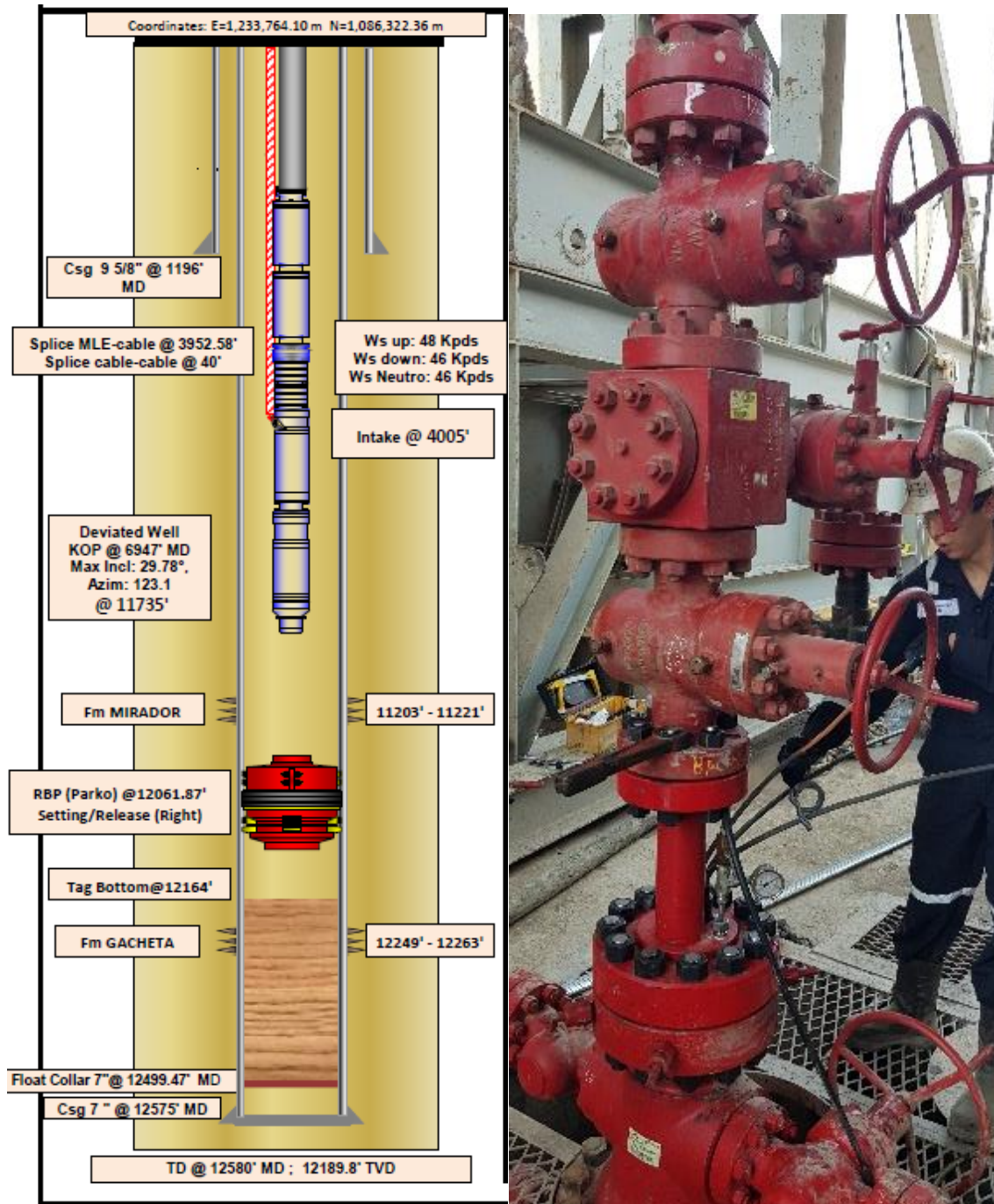


Figura 2. Izquierda: Diagrama de completamiento de pozo con ubicación de componentes principales (bomba, sellos, perforados, tubing inyección química); Derecha: Disposición de tubing de inyección química en cabezal de pozo

Adicional a la información suministrada el campo en su estado de desarrollo presenta ya limitantes hidráulicas por las velocidades erosivas en los ductos de producción, principalmente para las secciones de fondo de 3 1/2" según análisis recomendado por API RP 14E para una constante empírica C de 125 justificada con la aplicación de un tratamiento de inhibición.

$$V_e = \frac{C}{\sqrt{pm}} \quad (\text{Ec. 1})$$

V_e: Velocidad erosional de fluido (ft/s)
C: Constante empírica
pm: Densidad de mezcla gas/líquido a temperatura y presión de operación (lbs/ft³)

$$pm = \frac{12409S_lP + 2.7RS_gP}{198.7P + RTZ} \quad (\text{Ec. 2})$$

P: Presión de operación (psi)
S_l: Gravedad específica de líquido a condiciones estándar (agua = 1)
S_g: Gravedad específica de gas a condiciones estándar (aire = 1)
R: Relación gas/líquido a condiciones estándar (ft³/bbl)
T: Temperatura de operación (°R)
Z: Factor de compresibilidad de gas

$$A = \frac{9.35 + \frac{ZRT}{21.25P}}{V_e} \quad (\text{Ec. 3})$$

A: Área transversal mínima requerida para evitar fluido erosivo (in²/1000 bpd)

Gravedad específica líquido a condiciones estándar		1,002
Densidad de la mezcla		51,45
Velocidad crítica	ft/s	20,91
Área mínima transversal para evitar erosión	in ²	7,09
Área tubería	in ²	7,03
Velocidad real	ft/s	17,31
Relación velocidad		0,83

Tabla 2. Análisis de velocidades erosivas y área transversal mínima de flujo en condiciones de fondo en pozo de mayor producción de la estación de caso de estudio

Debido al escenario expuesto las dosificaciones establecidas para el control de corrosión e incrustaciones (mpy < 2 mpy; variaciones en balance de dureza < 10%) demanda de una dosis aprox, de 20 ppm para cada tipo de inhibidor, y el costo de esta inhibición representa aprox. el 15% del costo total de tratamiento químico y hasta un 6% del costo total operativo del proyecto. Se desea por lo tanto optimizar el costo de tratamiento químico por tal motivo siguiendo muy de cerca las implicaciones técnicas de los ajustes sin llegar a sacrificar la integridad interna y el aseguramiento de flujo en tuberías de producción. Para cumplir este propósito se desarrollan actividades de laboratorio y análisis de fluidos para determinar el mejor costo beneficio de la selección dentro de un proceso licitatorio.

Objetivos

Objetivo General:

- Presentar la metodología y resultados de la evaluación del desempeño de productos químicos inhibidores de corrosión e incrustación, dentro de un proceso “*best-in-class*” para optimización de tratamientos químicos dosificados para control de integridad en planta de producción de hidrocarburos livianos.

Objetivos Específicos:

- Valorar el desempeño de inhibidores de incrustación en condiciones dinámicas mediante el método de bloqueo de tubo (TBT).
- Determinar la velocidad de corrosión generalizada (VCG), la densidad de picado y la velocidad de picadura máxima (VPM) del material CS 1020 inmerso en agua de producción sintética con y sin adición de inhibidor de corrosión, mediante técnicas gravimétricas bajo condiciones estáticas y dinámicas de presión y temperatura controladas.
- Seleccionar una alternativa de costo-beneficio rentable para el control de corrosión e incrustaciones de una planta de producción de hidrocarburos livianos en estudio.

Marco Teórico

Determinar el régimen de flujo del producto transportado en tuberías de hidrocarburos es importante para identificar escenarios que favorecen la velocidad de corrosión inducida en el metal de fabricación. Igualmente, la caracterización fisicoquímica de los fluidos transportados aporta contribuciones a los mecanismos y cinética de corrosión que desarrollan en el ducto.

Dos escenarios de evaluación surgen a partir del régimen de flujo: fluido simple o fluido multifásico. En el fluido simple el régimen de flujo es definido por el número de Reynolds (Re), que establece una relación adimensional a partir de la velocidad del flujo, diámetro de la tubería, viscosidad y densidad del fluido, y clasifica los flujos en laminar, de transición o turbulento.

$$Re = \frac{\rho V d_h}{\mu} = \frac{V d_h}{\nu} \quad (\text{Ec. 1})$$

- Re : Número de Reynolds
 ρ : Densidad (kg/m^3)
 V : Velocidad de flujo (m/s)
 d_h : Diámetro hidráulico (m)
 ν : Viscosidad cinemática (cSt) - ($1 \text{ cSt} = 10^{-6} \text{ m}^2/\text{s}$)

- Régimen laminar: $Re < 2300$
- Régimen de transición: $2300 < Re < 4000$
- Régimen turbulento: $Re > 4000$

Para fluidos multifásicos el patrón de flujo varía con la velocidad de flujo de cada fase, cambios en el perfil o geometría de la tubería, y a partir de esta información la correlación de números adimensionales permite clasificar el flujo en tipo slug, tipo chum, anular, intermitente, espumoso, o estratificado para configuraciones horizontales y verticales de tubería (ver Figura 3).

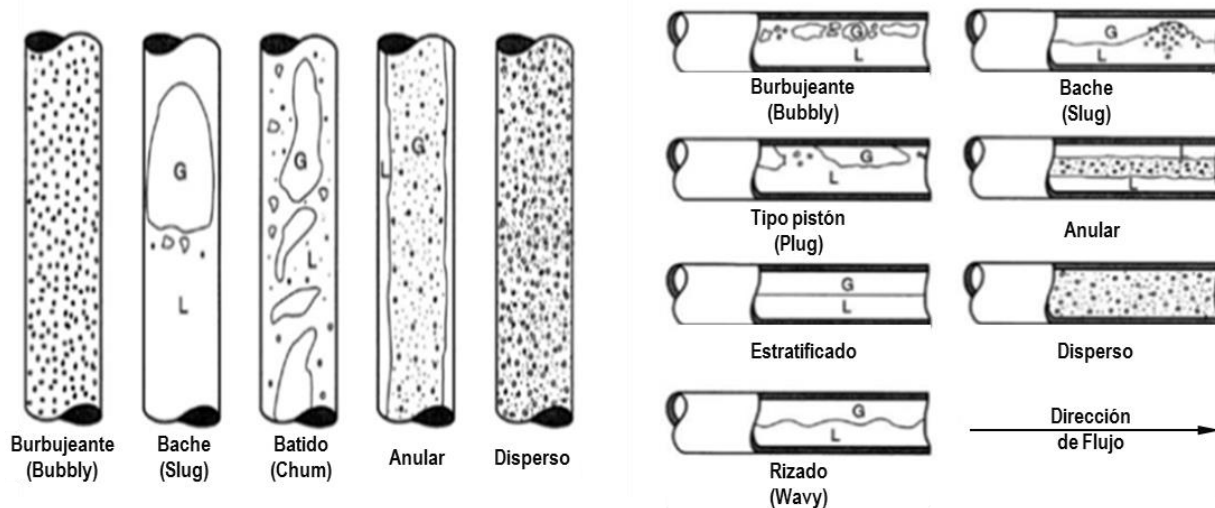


Figura 3. Descripción de régimen de flujo para fluidos multifásicos en ductos verticales y horizontales

Esta categorización es posible gracias al número de Froude para corriente líquida y gaseosa que correlaciona los aportes gravimétricos y volumétricos de cada fase para determinar el patrón global de flujo.

$$Fr_G = V_G \sqrt{\frac{\rho_G}{(\rho_L - \rho_G)gD}} \quad (\text{Ec. 2})$$

$$V_G = \frac{4Q_G}{\pi d_{fp}^2} \quad (\text{Ec. 2})$$

$$Fr_L = V_L \sqrt{\frac{\rho_L}{(\rho_L - \rho_G)gD}} \quad (\text{Ec. 4})$$

$$V_L = \frac{4Q_L}{\pi d_{fp}^2} \quad (\text{Ec. 5})$$

$Fr_G, Fr_L:$	<i>Números de Froude para gas y líquido</i>
$\rho_G, \rho_L:$	<i>Densidad de gas y líquido (kg/m³)</i>
$Q_G, Q_L:$	<i>Caudal de gas y líquido (m³/s)</i>
$V_G, V_L:$	<i>Velocidad de flujo de gas y líquido (m/s)</i>
$D, d:$	<i>Diámetro interno de tubería (m)</i>
$g:$	<i>Aceleración gravitacional (m/s²)</i>

En un fluido monofásico, el régimen de flujo afecta la transferencia de masa y el esfuerzo de corte hacia el metal para incidir en la velocidad de corrosión. Para el caso de fluidos multifásicos el constante deslizamiento entre fases y la velocidad de flujo de sus componentes pueden provocar escenarios corrosivos de mayor área de contacto y mayor severidad por los altos esfuerzos y extrema turbulencia. Por tal razón, una evaluación acertada de inhibidores de corrosión debe incluir la correlación de esfuerzos cortantes característicos de un patrón turbulento completamente desarrollado y así considerar condiciones críticas en las que una amina fílmica adherida a la superficie metálica se preserve sin ser destruida conservando su capacidad de inhibición.

Lo anterior es posible mediante electrodo de cilindro rotatorio (RCE) que puede reproducir simulaciones estables de regímenes turbulentos con pequeños volúmenes de fluido y velocidades de rotación controladas. Siempre y cuando la polarización óhmica (caída de IR) sea constante en la celda, la distribución de corriente en la superficie del electrodo puede ser uniforme, y los cambios de concentración pueden ser calculados a pesar del régimen turbulento característico del ensayo.

Los grupos adimensionales en un ensayo de RCE y en una tubería operando junto en régimen turbulento pueden ser correlacionados ecualizando los esfuerzos cortantes a los que están sometidos la pared metálica del ducto y el cilindro rotatorio, asumiendo un mecanismo de corrosión similar en las dos geometrías. A partir de esta hipótesis, el esfuerzo cortante de un ensayo de RCE, τ_{RCE} , ha sido reportado por Silverman, D.C. (1984):

$$\tau_{RCE} = 0.0791 Re_{RCE}^{-0.3} \rho r^2 \omega^2 \quad (\text{Ec. 6})$$

$$Re_{RCE} = \frac{2rV\rho}{\mu} \quad (\text{Ec. 7})$$

Re_{RCE} : Número de Reynolds para cilindro rotatorio
 ρ : Densidad de solución (g/cm^3)
 ω : Velocidad de rotación (rad/s)
 r : Radio externo del cilindro rotatorio (cm)
 V : Velocidad lineal sometida en electrodo ($\text{m/s} = \omega * r$)
 r : Radio externo del cilindro rotatorio (cm)

Por último, Li, W. (2016) establece una correlación en fluidos multifásicos para determinar el esfuerzo cortante en pared de tubería experimentado en régimen tipo slug (batch) usando la densidad, viscosidad dinámica y velocidad media de mezcla:

$$\tau_S = 0.0395 D^{-0.25} \rho_S^{0.75} \mu_S^{0.25} V_S^{1.75} \quad (\text{Ec. 8})$$

$$\rho_S = \rho_L H_{LS} + \rho_G (1 - H_{LS}) \quad (\text{Ec. 9})$$

$$\mu_S = \mu_L H_{LS} + \mu_G (1 - H_{LS}) \quad (\text{Ec. 10})$$

$$H_{LS} = \frac{1}{1 + \left(\frac{V_S}{8.66}\right)^{1.39}} \quad (\text{Ec. 11})$$

$$V_S = \frac{\sum_i^N V_i}{A} \quad (\text{Ec. 12})$$

$$v_L^{1/3} = x_W v_W^{1/3} + x_O v_O^{1/3} \quad (\text{Ec. 13})$$

$$\mu_L = v_L * \rho_L * 1 \times 10^{-6} \quad (\text{Ec. 14})$$

τ_S : Esfuerzo cortante en pared de tubería (Pa)
 ρ_S, ρ_L, ρ_G : Densidad de mezcla, líquido y gas (kg/m^3)
 μ_S, μ_L, μ_G : Viscosidad dinámica de mezcla, líquido y gas (N.s/m^2)
 H_{LS} : Retención de líquido en mezcla-slug
 V_s, V_i : Velocidad de mezcla y de cada componente i (m/s)
 A : Área de tubería (m^2)
 D : Diámetro de tubería (m)
 v_L, v_W, v_O : Viscosidad cinemática de líquido, agua y aceite (cSt)
 x_W, x_O : Fracción másica de agua y aceite

Metodología de selección de inhibidores de corrosión e incrustaciones

1. Análisis de reología de fluidos

La revisión reológica de los fluidos de producción es realizada verificando los regímenes de flujo para fluido multifásico y simple en todos los ductos priorizados en la Tabla 1. Es necesario realizar correcciones volumétricas desde las condiciones estándar de caudales reportados (líquidos a 60°F / gases a 1 atm - 20°C), a las condiciones operativas de proceso. Estas correcciones son desarrolladas con indicaciones resumidas en estándar API MPMS 11.1, 12.1 y 14.3 para medición de hidrocarburos líquidos y gas. A partir de estas correcciones se determinan los flujos máscicos, velocidades de flujo y finalmente las correlaciones adimensionales de número de Reynolds en flujo simple y de números de Froude para líquido y gas en flujo multifásico (ver Tabla 3):

Línea	Diám (in)	Fluido	Velocidad de flujo (m/s)	Viscosidad dinámica (cP)	Viscosidad cinemática (cSt)	Reynolds	Régimen de flujo	Flujo máscico BOPD (kg/h)	Flujo máscico BWPD (kg/h)	Flujo máscico MSCFD (kg/h)	Froude líquido Fr _L	Froude gas Fr _G
Facilidad Maracas-Maracas 3 (Test Iny. line)	4	Agua producción	4,48099	0,30	0,3154	1,45E+06	Turbulentb	0	127592,5	0	N/A	N/A
Maracas 3-Facilidad Maracas (Group Line)	8	Multifásico	0,92	3,20	4,0961			843,7	100953,2	92	0,01490	0,65248
Maracas Este-Maracas 3 (Test line)	4	Multifásico	0	0	0	N/A		0	0	0		
Maracas Este-Maracas 3 (Group Line)	8	Multifásico	0,45	2,70	3,4760			337,1	49816,2	45	0,00731	0,32137
Facilidad Maracas-Maracas Sur	6	Agua producción	3,55	0,30	0,3154	1,74E+06	Turbulentb	0	114833,3	0	N/A	N/A
LM2 WH-Manifold Facilidad Maracas	4	Multifásico	0	0	0	N/A		0	0	0		
LM3 WH-Manifold Maracas 3	4	Multifásico	1,83	3,40	4,3370			506,4	51137,0	47	0,04201	1,83204
LM4 WH-Manifold Maracas 3	4	Multifásico	0	0	0	N/A		0	0	0		
LM5 WH-Manifold Facilidad Maracas	4	Multifásico	3,35	1,50	1,9489			352,2	94188,4	101	0,09126	3,34964
LM6 WH-Manifold Facilidad Maracas	4	Multifásico	2,13	2,88	3,6993			1082,8	58848,8	250	0,22492	2,13021
Facilidad Inyección-LM7 WH	4	Agua producción	6,72	0,30	0,3154	2,18E+06	Turbulentb	0	95694,4	0	N/A	N/A
Manifold Maracas 3-LM8 WH	4	Agua producción	8,96	0,30	0,3154	2,91E+06	Turbulentb	0	127592,5	0	N/A	N/A
LM9 WH-Manifold Maracas 3	4	Multifásico	0	0	0	N/A	0	0	0	0		
LM10 WH-Manifold Maracas Este	4	Multifásico	0	0	0	N/A	0	0	0	0		
LM11 WH-Manifold Maracas Este	4	Multifásico	1,78	2,70	3,4760			337,1	49816,2	45	0,04042	1,77811
LM12 WH-Manifold Maracas Este	4	Multifásico	0	0	0	N/A	0	0	0	0		
Facilidad Inyección-LM13 WH	4	Agua producción	7,17	0,30	0,3154	2,32E+06	Turbulentb	0	102074,0	0	N/A	N/A
Manifold Maracas Sur-LM14 WH	4	Agua producción	8,07	0,30	0,3154	2,62E+06	Turbulentb	0	114833,3	0	N/A	N/A
Facilidad Inyección-LM15 WH	4	Agua producción	1,57	0,30	0,3154	5,09E+05	Turbulentb	0	22328,7	0	N/A	N/A
LM15 WH-Manifold Facilidad Maracas	4	Multifásico	0,52	4,10	5,0388	N/A		496,8	14072,9	9	0,00795	0,51881
Facilidad Inyección-LM16 WH	4	Agua producción	6,50	0,30	0,3154	2,11E+06	Turbulentb	0	92504,6	0	N/A	N/A
Facilidad crudo-Cargadero	6	Crudo	1,11	8,93	11,1067	1,54E+04	Turbulentb	60111,3	0	0	N/A	N/A
Facilidad separadores-PRL	3	Gas	17,77	0,0122	8,2392	1,68E+05	Turbulentb	0	0	451	N/A	N/A

Tabla 3. Resumen de caudales de producción de principales ductos

A partir de este análisis se concluye que todos los ductos actualmente en producción con fluido simple presentan régimen turbulento y que el patrón en ductos con fluido multifásico se ubica en la región de intermitencia (tipo bache/slug o pistón/plug) en secciones horizontales y burbujeante en secciones verticales (ver Figura 4). La distribución asimétrica de las fases se atribuye a la presencia de gas y la fuerza gravitacional involucrada. Este tipo de patrones turbulentos incrementan la transferencia de masa de especies corrosivas y por consiguiente el potencial de corrosión interna del metal.

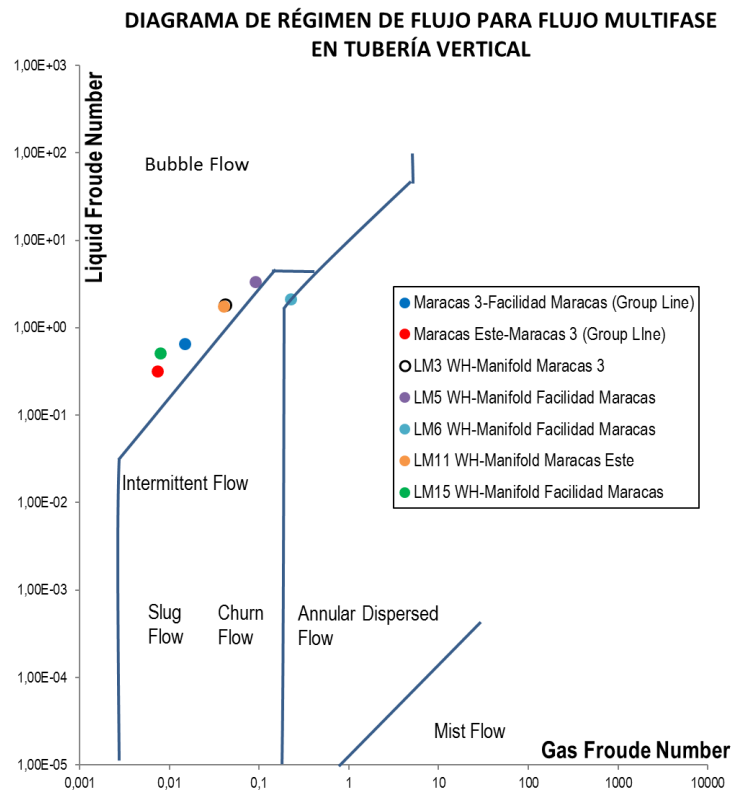
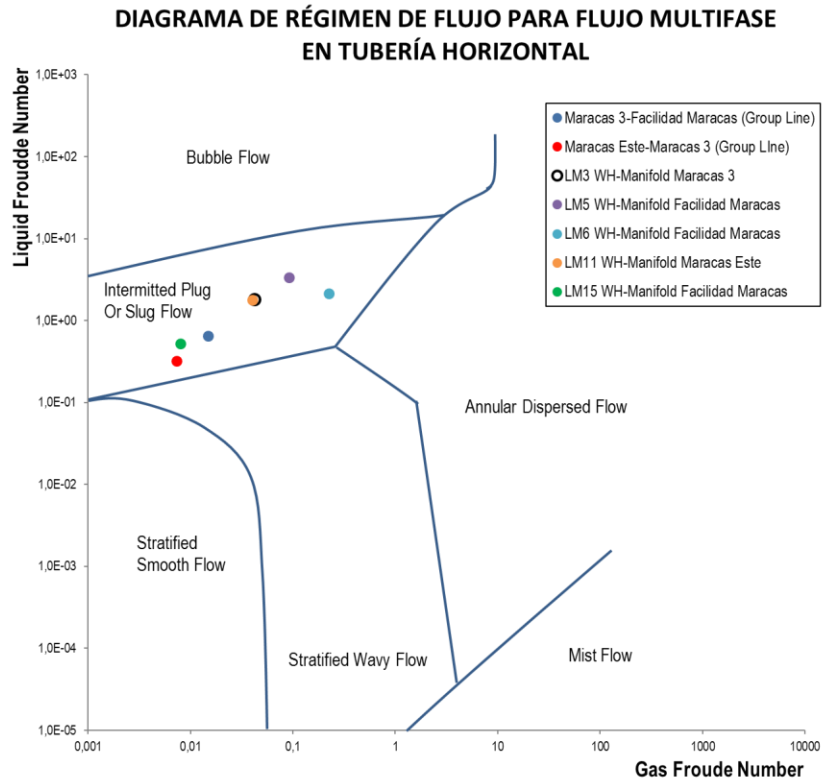


Figura 4. Resumen de patrones de flujo multifásico en ductos principales del caso de estudio

2. Consideraciones preliminares

La determinación de la eficiencia de los inhibidores de incrustación y corrosión se encuentra en función del desempeño mostrado con respecto a un sistema blanco o sin inhibición. Para el caso de los inhibidores de incrustación, el desempeño se determinó en función de la capacidad de evitar la formación y precipitación de incrustaciones a largo de una columna capilar, empleando para esto el método de ensayo *Tubing Blocking Test* (TBT), que permite medir pequeños cambios en la caída de presión a través de un capilar en forma de espiral, debido a la acumulación de incrustaciones. Mientras que el desempeño del inhibidor de corrosión se estimó a partir de la velocidad de corrosión determinada en cupones gravimétricos expuestos en condiciones de alta temperatura y presión en autoclaves estáticas, y en condiciones de alta temperatura para simulación dinámica.

2.1. Condiciones de pruebas de eficiencias de inhibición

A partir de la información fisicoquímica suministrada en el Anexo 1, se analiza la tendencia incrustante de los fluidos y sistema de levantamiento ESP en condiciones de fondo de pozo tomando como referente aquel de mayor criticidad (temperatura, presión, índices de saturación). Este análisis es realizado con el software Scale Soft Pitzer V13.0, y se concluye que la probabilidad de precipitación de calcita (CaCO_3) es mayor en fondo de pozo que en superficie. Esto se debe a que las sales de carbonato son menos solubles a mayor temperatura, y adicional en el gradiente de presión de la tubería de 3 1/2" se alcanza la presión de burbuja del gas asociado favoreciendo el desequilibrio de las sales en solución (ver Figura 5).

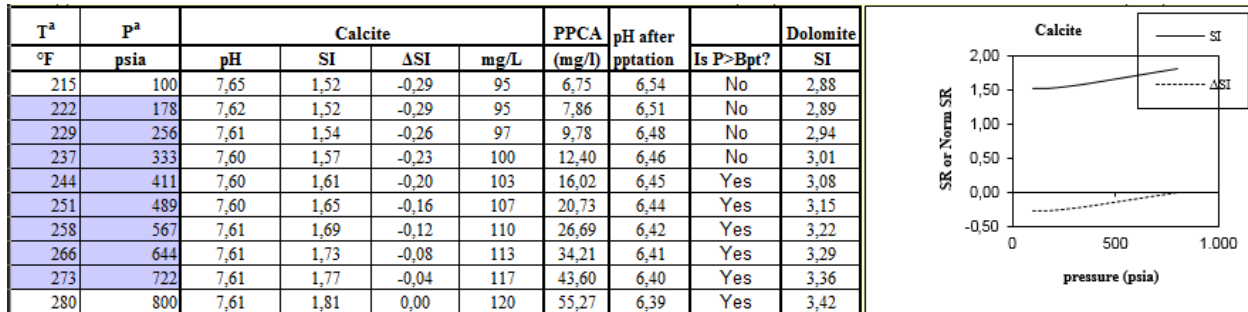


Figura 5. Perfil de índices de saturación de calcita en el gradiente de profundidad de tubería (Tope T: 215°F / P: 100 psi, Fondo T: 280°F / P: 800 psi)

Las condiciones de temperatura, presión y velocidades de exposición en la evaluación de inhibidores en laboratorio son resumidas en la Tabla 4 basándose en las condiciones críticas de fondo de pozo y la reología de mayor impacto. Para ésta última, se toma como referente el esfuerzo cortante en pared de tubería con fluido multifásico tipo batch (slug) para asociar un esfuerzo equivalente en el ensayo con RCE, el cual se logra a 2600 rpm.

$$\tau_s = 0.0395D^{-0.25}\rho_s^{0.75}\mu_s^{0.25}V_s^{1.75} = 27.5 \text{ Pa}$$

$$\tau_{RCE} = 0.0791Re_{RCE}^{-0.3}\rho r^2\omega^2 = 27.3 \text{ Pa}$$

Parámetro	Inh. Incrustación	Inh. Corrosión	
	Método TBT	Método gravimétrico	Método RCE
Tamaño de muestra (mL)	500	2500	1000
Temperatura (°F)	280	250	280
Dosis de inhibidor (ppm)	30	30	25 y 50
Dilución (%)	10	10	10
Tiempo	30 min	7 días	4 horas
Flujo	Dinámico	Estático	Dinámico
Presión (psi)	800	800	
Presión Parcial CO ₂ (psi)	N.A.	25	14,5
Longitud de capilar (m)	1	N.A.	N.A.
Diámetro interno (m)	0,001	N.A.	N.A.
Velocidad (rpm)	N.A.	N.A.	2600
Diámetro hidráulico (m)	N.A.	N.A.	0,0012

Tabla 4. Caracterización fisicoquímica de salmuera sintética empleada en evaluación de productos

2.2. Preparación de salmueras sintéticas y productos inhibidores

Para llevar a cabo la evaluación de los inhibidores de incrustación se preparó una solución aniónica y otra catiónica que garantizaran la formación de una incrustación una vez se mezclaran. Estas soluciones fueron sintetizadas a partir de los principales iones y sales reportados en la composición fisicoquímica del agua de producción (ver Anexo 1) como se resume en la Tabla 5.

Cloruro	Sulfato	Bicarbonato	Magnesio	Calcio	Sodio	Potasio	Nitratos	pH
ppm Cl ⁻	ppm SO ₄ ⁻	ppm CaCO ₃	ppm Mg	ppm Ca	ppm Na	ppm K	ppm NO ₃ ⁻	
2750	28,8	172	25,3	265	1700	60	12,5	7,85

Tabla 5. Caracterización fisicoquímica de salmuera sintética empleada en evaluación de productos

La dosificación de los inhibidores de corrosión e incrustación se realizó a partir de una solución patrón o stock al 10% en volumen. Los productos evaluados en laboratorio correspondientes a 4 empresas fabricantes se presentan en la Tabla 6.

Inhibidor	Empresas Proponentes						
	A	B	C	D	E	F	G
Incrustación	A1	B1	C1	D1	E1	F1	G1
Corrosión	A2	B2	C2	D2	E2	F2	G2

Tabla 6. Productos inhibidores de incrustación y corrosión evaluados

2.3. Preparación de cupones gravimétricos

Los cupones utilizados en la evaluación de eficiencia de los inhibidores de corrosión corresponden a cupones gravimétricos rectangulares fabricados a partir acero CS 1020, con área superficial de 30,56 cm² y un grado de preparación superficial SSPC-SP 5 (metal blanco), según lo establecido en la norma ASTM G1.

3. Desarrollo experimental

3.1. Evaluación de inhibidores de incrustaciones

El equipo TBT (*Tubing Blocking Test*) para evaluación de los productos consta de dos (2) bombas HPLC, horno de calentamiento, circuito de flujo (bobina de pre-mezcla y columna capilar), transmisor de presión y software para monitoreo de caudal, presión y temperatura.



Figura 6. Equipo de evaluación dinámica de incrustación TBT (*Tubing Blocking Test*)

Antes de efectuar el ensayo se realizó limpieza del circuito de flujo bombeando una solución desincrustante garantizando así la eliminación previa de impurezas que pudieran generar un gradiente de presión en el capilar. Después de esto se circuló agua desionizada y destilada por ajustando la temperatura y presión de ensayo. Luego se procedió a bombear la solución aniónica y catiónica sin adición de inhibidor (sistema blanco) a un caudal constante de 5 mL/min (10 mL/min la mezcla total), monitoreando simultáneamente el gradiente de presión, dado que un aumento de diferencial de presión indica un bloqueo del capilar por la formación de incrustaciones.

Una vez finalizada esta etapa se evaluaron los productos con el mismo procedimiento anterior, pero con adición de inhibidor de incrustaciones en la dosis propuesta registrando el gradiente de presión hasta evidenciar bloqueo o caso contrario, hasta treinta (30) minutos.

- **Cálculo de eficiencia de inhibición de incrustación**

A partir del tiempo de bloqueo (tiempo en el que se da el incremento de presión ≥ 1 psi) se determinó la eficiencia de los inhibidores, acorde a lo expuesto en el documento SPE 100662:

$$\%Ef_{is} = 100 * \frac{T_i - T_b}{T_i} \quad (\text{Ec. 15})$$

T_i : Tiempo de bloqueo con inh. de incrustación

T_b : Tiempo de bloqueo sin inh. de incrustación (blanco de prueba)

3.2. Evaluación de inhibidores de corrosión

Para la evaluación de los productos se usaron dos (2) cupones por sistema previamente pesados. Para los ensayos de simulación estática los cupones fueron instalados en el portacupón ubicado en el cabezal del autoclave sujetos mediante tornillos y aislantes de teflón para garantizar aislamiento metálico y eléctrico entre el cupón y los tornillos, evitando así pares galvánicos. La manipulación de los cupones antes y durante la instalación, se efectuó con guantes de látex.

Para cada uno de los sistemas considerados se emplearon 2,5 litros de solución, con el fin de mantener una relación de área de exposición del material por volumen de solución de 30 mL / cm². Antes de efectuar el burbujeo y calentamiento de la solución, se adicionó la cantidad de inhibidor requerida para cada sistema, siguiendo las recomendaciones de la norma ASTM G1.

Una vez alcanzada la temperatura de ensayo (250°F), se realizó un burbujeo de la solución con CO₂ durante treinta (30) minutos para eliminar oxígeno y saturar la solución. Luego se presurizó el sistema hasta alcanzar una presión de CO₂ de 25 psi, con un periodo de estabilización de treinta (30) minutos y, finalmente, se elevó la presión del sistema a 800 psi, utilizando nitrógeno.



Figura 7. Izquierda: Sistema porta cupones de ensamble; Centro: Cupón gravimétrico instalado; Derecha: Montaje de calentamiento y presurización en autoclave

Finalizado el periodo de inmersión de los cupones en los diferentes sistemas, se efectuó el proceso de retiro y registro fotográfico de los mismos. El proceso de desmonte fue realizado siguiendo el procedimiento de las normas ASTM G1, ASTM G111 y NACE SP0775.

- **Cálculo de velocidad de corrosión y eficiencia de inhibición de corrosión**

Después de retirados, los cupones se sometieron a un proceso de limpieza química para disolver los productos de corrosión generados sobre su superficie. Luego se determinó gravimétricamente la velocidad de corrosión generalizada siguiendo las indicaciones del documento NACE SP0775. La velocidad de corrosión se calculó a partir de la siguiente expresión:

$$V_{corr} = 39.4 * \frac{W*365*10}{A*t*\rho} \quad (\text{Ec. 16})$$

$$\%Efic = 100 * \frac{V_{corr.NI} - V_{corr.I}}{V_{corr.I}} \quad (\text{Ec. 17})$$

- V_{corr} : Velocidad de corrosión (mpy)
 W : Pérdida de masa del cupón menos pérdida de masa del blanco (g)
 A : Área de exposición (cm²)
 t : Tiempo de exposición (d)
 ρ : Densidad del material (g/cm³)
 $V_{corr.NI}$: Velocidad de corrosión no inhibida (mpy)
 $V_{corr.I}$: Velocidad de corrosión inhibida (mpy)

- **Inspección y análisis de picaduras**

Para realizar la inspección y análisis de corrosión por picaduras (pitting) o defectos sobre la superficie del cupón, se ejecutaron las actividades descritas a continuación.

- Inspección general: Se efectuó una inspección inicial del cupón usando una lupa estereoscópica a diferentes aumentos (20X, 40X y 63X) para identificar picaduras y la determinar la densidad de picado según normas NACE SP 0775 y ASTM G46.
- Evaluación de la morfología de daño y determinación de la velocidad máxima de picadura: Basado en la inspección previa se seleccionaron las áreas de los cupones para aplicar la técnica de microscopía óptica cofocal 3D empleando un video-microscopio digital 3D HIROX HK-700, con el que se evaluó la morfología de daño y se determinó el área y profundidad de picadura. Con esta profundidad se calculó la velocidad máxima de picadura (VMP) y se categorizó la tasa de corrosión, de acuerdo con lo descrito en las normas NACE SP0775 y ASTM G46.

3.3. Criterios de valoración técnica

Producto	Criterio de valoración técnica
Inhibidor de Incrustaciones	<ul style="list-style-type: none"> - Si el diferencial de presión $\Delta P \geq 1$ psi en un tiempo ≤ 30 minutos de flujo continuo, se considera ue la dosis del inhibidor no es suficiente. - Si el diferencial de presión $\Delta P \approx 0$ durante un tiempo de prueba de 30 minutos, la dosis del inhibidor presenta un buen desempeño. - Si el diferencial de presión $\Delta P \leq 1$ psi durante un tiempo mayor o igual a dos veces el tiempo de bloqueo del sistema blanco, se considera que el inhibidor presenta un desempeño aceptable
Inhibidor de Corrosión	<ul style="list-style-type: none"> - % Eficiencia del inhibidor mayor a 90% - No se debe evidenciar picadura o pitting en ensayos estáticos o dinámicos

Tabla 7. Criterios de valoración para productos inhibidores de incrustaciones y de corrosión

4. Resultados

4.1. Inhibidores de incrustaciones

Los resultados obtenidos en la valoración de desempeño de inhibidores de incrustaciones son expuestos en la Figura 8 y la Tabla 8 (método TBT).

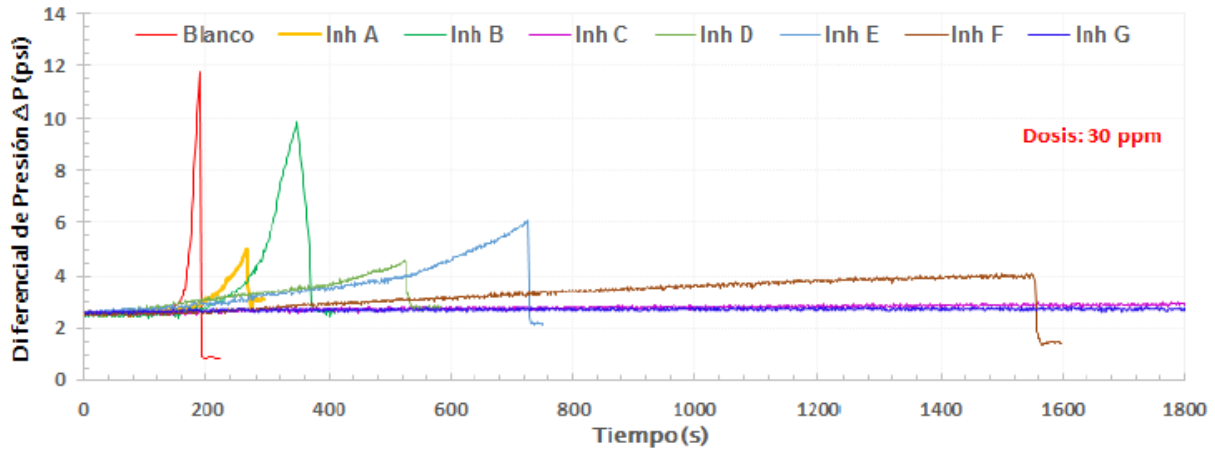


Figura 8. Variación del diferencial de presión en evaluación de productos inhibidores de incrustaciones a una concentración de 30 ppm

De acuerdo con los resultados los inhibidores de incrustación A, B y D a una concentración de 30 ppm, no presentaron un desempeño aceptable debido al incremento del diferencial de presión ($\Delta P \geq 1$ psi) en un tiempo de prueba menor a dos veces el tiempo de bloqueo del capilar obtenido con el blanco, lo que indica la formación de incrustación y un posterior taponamiento del capilar.

Producto	Tiempo de bloueo (s) $\Delta P \geq 1$ psi	Tiempo de bloueo inh / Tiempo bloqueo blanco	Criterio t bloqueo > 2 t blanco	% Eficiencia
Blanco	180	1,00	-	
Inh. A	239	1,33	No Cumple	24,69%
Inh. B*	270	1,50	No Cumple	33,33%
Inh. C	N.R.**	> 2	Cumple	> 90%
Inh. D	345	1,92	No Cumple	47,83%
Inh. E	455	2,53	Cumple	60,44%
Inh. F	918	5,10	Cumple	80,39%
Inh. G***	N.R.**	> 2	Cumple	> 90%

* Producto actual

** N.R.: No Registra

*** Réplica de control de Inh. C

Tabla 8. Resultados prueba TBT - Inhibidor de incrustaciones

Los inhibidores C y G, presentaron la máxima eficiencia (> 90%) sin evidencia de taponamiento del capilar durante el tiempo de prueba. Los inhibidores E y F presentaron una leve tendencia de incremento de presión por la temprana formación de pequeños cristales dentro del capilar. El comportamiento de estos inhibidores sugiere que la dosis evaluada se encuentra en su límite de desempeño. El producto de menor eficiencia fue el inhibidor A con un 24,69 %.

4.2. Inhibidores de corrosión

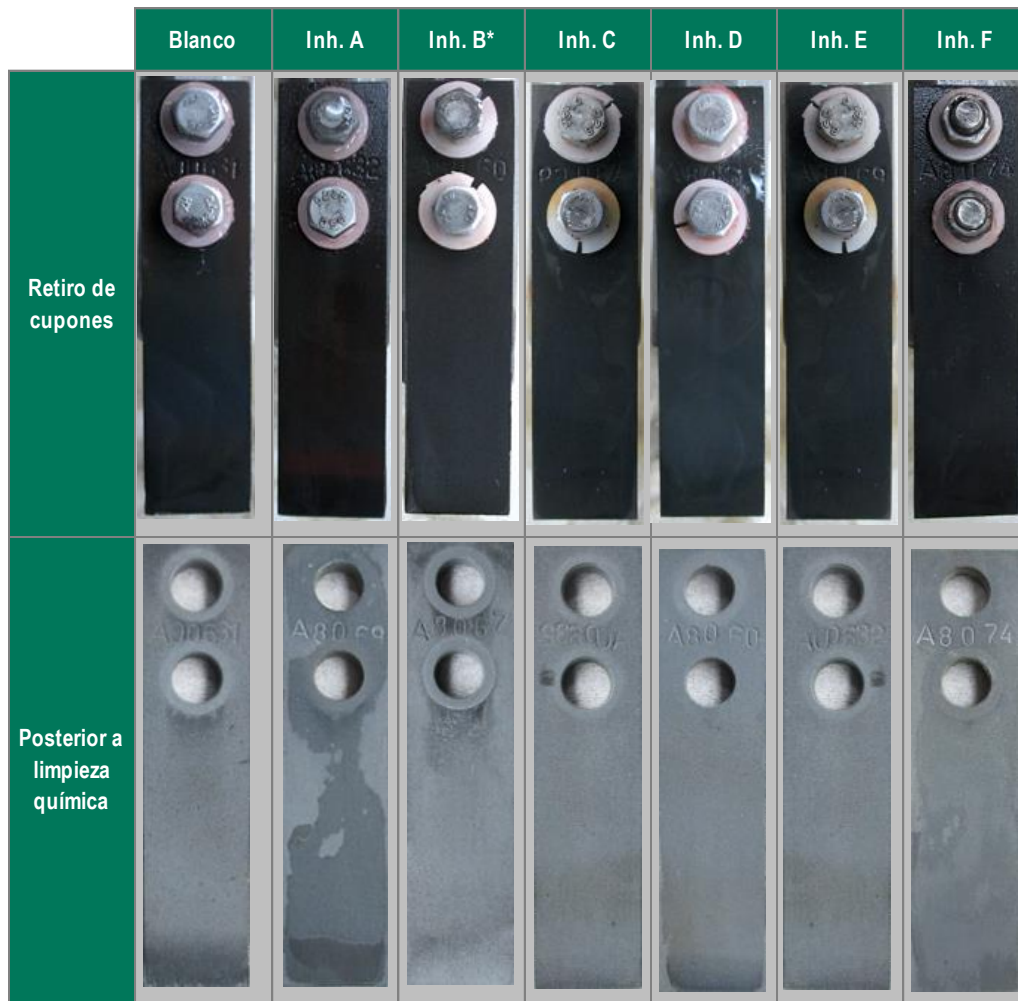
4.2.1. Análisis general de cupones en ensayo estático

- **Desmontaje de cupones gravimétricos**

En la Figura 9 se aprecia el registro fotográfico de los cupones una vez retirados del autoclave. Los cupones blanco evidenciaron la formación de una capa de sólidos de color negro; dependiendo de la eficiencia del inhibidor se aprecia en mayor o menor cantidad los sólidos depositados en los cupones expuestos a los demás sistemas.

- **Decapado de cupones gravimétricos**

Después del proceso de limpieza química de los cupones, se evidenció una pérdida de masa generalizada y una superficie con rugosidad homogénea, revelando un cambio de coloración en las zonas donde se presentó la formación de depósitos o productos de corrosión (ver Figura 9)



* Producto actual

Figura 9. Arriba: Apariencia de cupones después de exposición; Abajo: Cupones luego de decapado

- **Velocidad de corrosión generalizada en los sistemas evaluados**

Los resultados de la velocidad de corrosión generalizada obtenida a partir de los cupones evaluados, al igual que la eficiencia presentada por los inhibidores según la norma ASTM G170, se presentan en la Tabla 9.

La velocidad de corrosión promedio registrada con dosificación de 30 ppm de inhibidor fue mayor a 10 mpy, catalogando el nivel de corrosión como severo de acuerdo con lo establecido en el documento NACE SP 0775. El mejor desempeño lo obtuvo el inhibidor B con una eficiencia de inhibición de 67,65% que corresponde a una velocidad de corrosión promedio de 15,75 mpy. En segundo lugar, se ubicó el inhibidor D con una eficiencia del 64,52% y una velocidad de corrosión inhibida de 16,26 mpy. Los inhibidores A y E presentaron eficiencias de inhibición de 49,86% y 48,61%, respectivamente y, en último lugar, se ubicó el inhibidor F, con una eficiencia de inhibición de 28,30% que corresponde a una velocidad de corrosión inhibida de 32,85 mpy. Para la estimación de la eficiencia de los inhibidores se empleó como referencia la velocidad de corrosión registrada para un sistema sin inhibición (blanco), que en este caso fue de 45,81 mpy.

Producto	Masa Inicial	Masa Final	Velocidad corrosión	Velocidad promedio	Eficiencia
	g	g	mpy	mpy	%
Blanco	33,2382	32,6964	44,424	45,813	N.A.
	32,8691	32,2973	47,202		
Inh. A	34,3079	33,9624	22,496	22,970	49,86%
	34,3506	34,0050	22,974		
Inh. B*	34,2307	33,9954	16,043	15,751	65,62%
	33,4031	33,1741	15,459		
Inh. C	34,1857	33,8971	29,306	29,324	35,99%
	33,2135	33,0241	29,342		
Inh. D	38,5770	38,3399	16,209	16,256	64,52%
	33,9216	33,6835	16,302		
Inh. E	33,0152	32,6955	23,858	23,543	48,61%
	33,0169	32,7040	23,228		
Inh. F	34,2434	33,7787	32,624	32,847	28,30%
	34,6465	34,1763	33,070		

* Producto actual

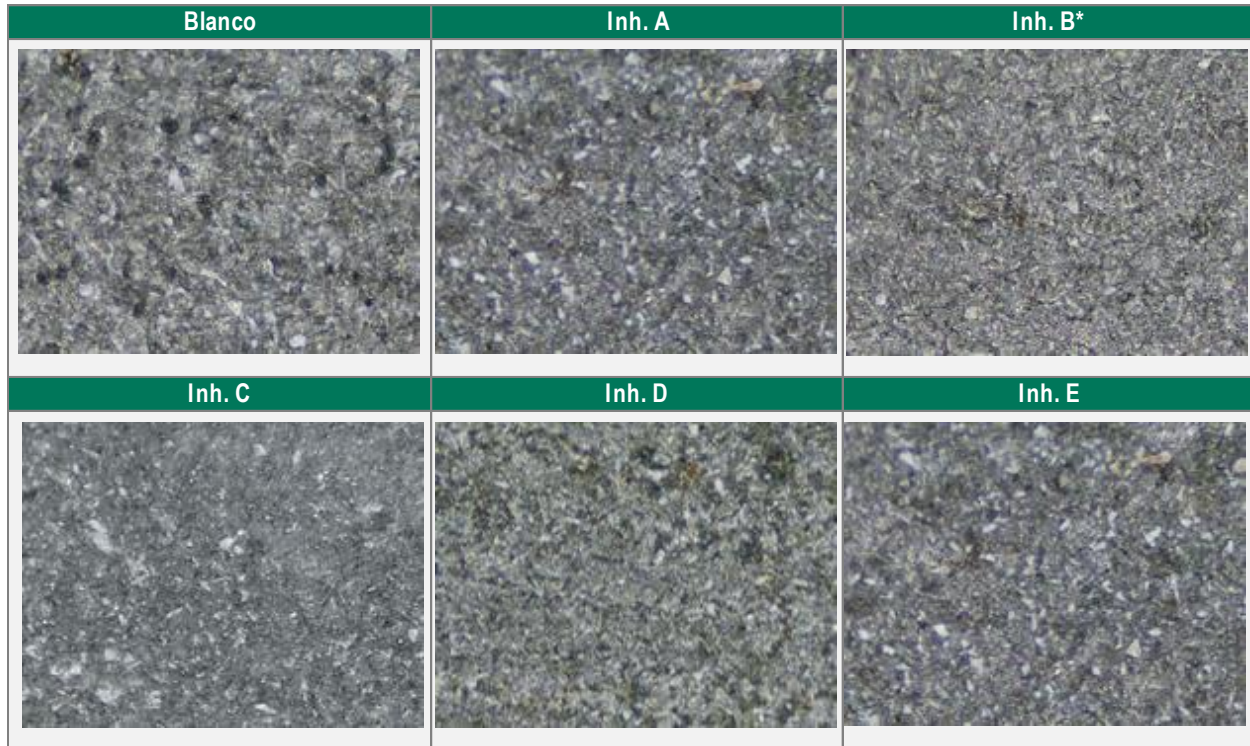
Tabla 9. Velocidad de corrosión determinada en cupones expuestos en autoclave

4.2.2. Análisis de picado en ensayo estático

- **Inspección general de cupones gravimétricos**

Una vez realizado el proceso decapado y pesaje de los cupones para estimar la velocidad de corrosión por pérdida de masa, se llevó a cabo una inspección inicial de los mismos, empleando una lupa estereoscópica a diferentes aumentos (20X, 40X y 63X), para identificar picaduras y determinar la densidad de picado.

Los resultados del proceso de inspección con lupa estereoscopia, efectuado bajo la norma ASTM G46, indican un incremento en el perfil de rugosidad de la superficie de los cupones expuestos al sistema sin adición de inhibidor y en los sistemas que presentaron baja eficiencia de inhibición. En la Figura 10 se registra la evidencia de inspección de superficie con aumento a 63X. Se descarta el análisis en cupones expuestos a inhibidor F por el bajo desempeño del producto.



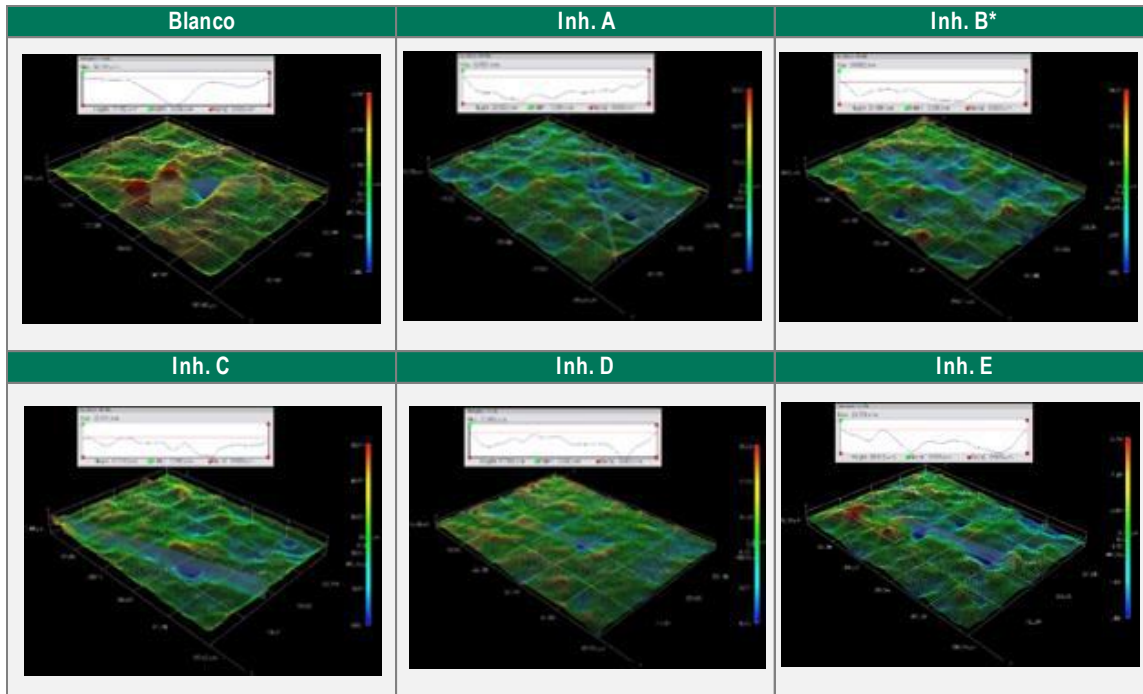
* Producto actual

Figura 10. Apariencia de cupones inspeccionados con lupa estereoscópica a 63X

- **Análisis de profundidad de picado por microscopía óptica cofocal 3D**

Para cada uno de los cupones expuestos, se efectuó una inspección de superficie por microscopía óptica cofocal 3D, para identificar zonas donde el perfil de anclaje máximo de los cupones expuestos comparados con el perfil de anclaje máximo de un cupón de referencia (sin exponer), es mayor (Ver sección 3.2). Esta información permite identificar los procesos de picado que se pudiesen estar dando, al clasificar el picado observado de acuerdo con la profundidad, el área y la densidad de este (ver reconstrucción 3D y perfil de rugosidad en Figura 11).

Para la caracterización de la superficie y determinación de la formación o no de picado, se estableció el perfil de anclaje (rugosidad) de un cupón referencia, mediante microscopía óptica cofocal 3D (parte anterior y posterior), encontrando un valor máximo de profundidad o perfil de anclaje de 22,448 μm (0,022 mm). Este resultado se comparó con los valores máximos de perfil de anclaje encontrados para los cupones expuestos como lo resume la Tabla 10.



* Producto actual

Figura 11. Determinación de perfil de anclaje de cupones expuestos en autoclave

Producto	Profundidad máxima	Picado neto	Velocidad de picado	Categoría NACE SP0775
	μm	μm	mm/a	
Blanco	47,453	25,005	N.D.	N.D.
	41,461	19,013		
Inh. A	26,322	3,874	N.D.	N.D.
	25,514	3,066		
Inh. B*	21,496	-0,952	N.D.	N.D.
	21,772	-0,676		
Inh. C	32,223	9,775	N.D.	N.D.
	33,104	10,656		
Inh. D	17,768	-4,68	N.D.	N.D.
	20,095	-2,353		
Inh. E	28,012	5,564	N.D.	N.D.
	27,047	4,599		

* Producto actual

Tabla 10. Análisis de picado efectuado en cupones expuestos en autoclave

En los cupones expuestos al sistema blanco por 7 días se evidenció incremento de rugosidad. A pesar de que el perfil de rugosidad alcanza a duplicar el del cupón de referencia, no corresponde a la formación de picado, ya que las zonas evaluadas no presentan pitting con una profundidad que triplique la rugosidad del cupón de referencia. Caso similar se evidenció para los inhibidores A, E y F en los que el incremento de rugosidad fue menor al del blanco. Los inhibidores B y D no evidenciaron incremento de rugosidad en superficie de los cupones expuestos.

4.2.3. Eficiencia de inhibidores de corrosión en ensayo dinámico

Ensayos dinámicos son llevados a cabo sometiendo los especímenes a un flujo de corrosión inducida para evaluar la tasa de corrosión ante la posible pérdida de amina fílmica adherida al sustrato metálico. En este ensayo se evalúan inicialmente velocidades de 1000, 2600 y 5000 rpm sin adición de inhibidores y luego con una dosis de 100 ppm para corroborar la validez del método. El inhibidor usado en esta etapa es el producto actual de campo, inhibidor B (ver Figura 12).

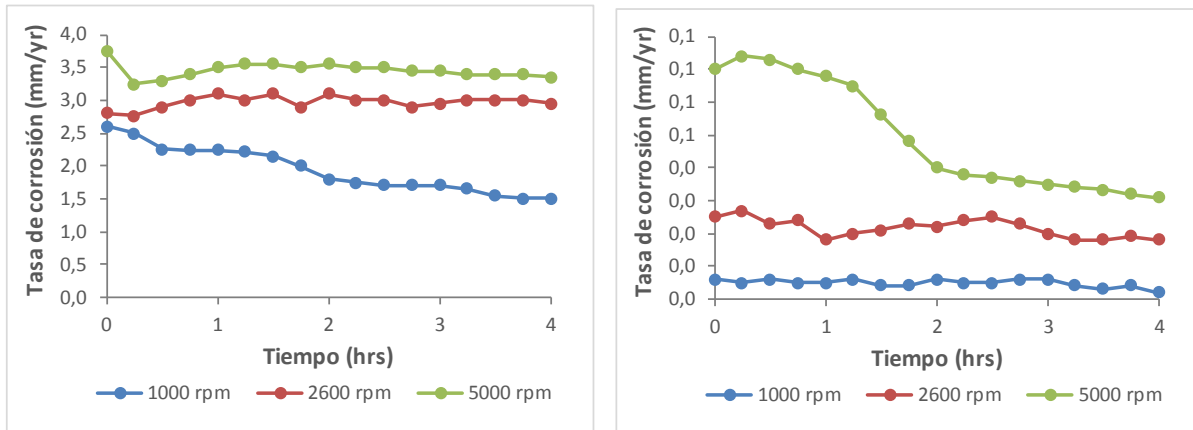


Figura 11. Izquierda: Tasas de corrosión sin dosificación de inhibidor de corrosión; Derecha: Validación de eficiencia de inhibidor de corrosión a 100 ppm

Posteriormente se evalúan los inhibidores de mejor desempeño en la evaluación de dimensión de picado y en la evaluación estática de eficiencia. De estos ensayos se concluye que para un espectro de dosis entre 25-50 ppm de producto, el inhibidor E supera el desempeño de los demás productos con un ajuste de velocidad de 2600 rpm y un esfuerzo cortante de aprox. 27 Pa, alcanzando una eficiencia superior al 90% (ver Figura 12). Los inhibidores B y D, por debajo del desempeño mencionado, presentan una eficiencia entre 80 y 85% y podrían ser considerados en un escenario costo-beneficio dependiendo de su tarifa USD/gal.

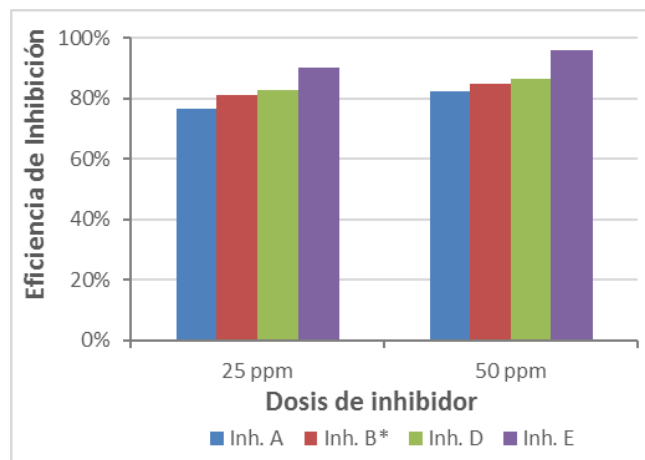


Figura 12. Comparativo de desempeño de inhibidores de corrosión a 2600 rpm y dosis de 25 y 50 ppm

5. Evaluación costo-beneficio de proceso licitatorio

COMPARATIVA GLOBAL	CAMPO	GLOBAL	%Dcto
	E	900	-14%
	D	760	-6%
	A	680	-10%
	B*	640	0%
	C	600	
	F	400	

Tabla 11. Resumen de calificación técnica global y evaluación económica de costos de inhibición de incrustaciones e inhibición de corrosión

De acuerdo con los resultados obtenidos de la evaluación costo-beneficio, el proponente E presenta la mejor calificación debido al ponderado alto que amerita la preservación de amina filmica en los ductos sometidos a regimen turbulento (monofásico) o tipo batch/slug (multifásico). Adicional se aprecia un significativo umbral de optimización de costos de tratamiento químico disminuyendo hasta alcanzar el 12% del costo global de la estación en este rubro.

6. Conclusiones y recomendaciones

De acuerdo con los resultados obtenidos en las pruebas de ‘*Tubing Blocking Test*’ (TBT), efectuadas con siete inhibidores de incrustación, con la metodología descrita en NACE Publication 31105, realizadas a 800 psi, 280 °F y una dosificación de 30 ppm, se puede establecer que:

- El inhibidor C logró el mejor desempeño dado que evitó la formación de cristales dentro del capilar, registrando un incremento de presión menor a 1,0 psi ($\Delta P < 1,0$ psi), a su vez, obtuvo una eficiencia mayor al 90%, a partir de la relación del tiempo de bloqueo (tiempo en el que se da el incremento de presión ≥ 1 psi) con y sin adición de inhibidor.
- Los inhibidores F y E se presentan como productos alternativos que superan el desempeño del producto actual de campo (80,4% y 60,4%) y superan el criterio de evitar una formación temprana de cristales en un tiempo superior de lo evidenciado en el sistema blanco. La evaluación costo beneficio inclina la selección hacia el producto E por la baja tarifa de este, sin embargo, se requerirán pruebas de campo para ajustar la dosis óptima monitoreando parámetros fisicoquímicos (dureza, bario y sulfatos) y exponiendo cupones de incrustaciones de diámetros variables de orificio.
- Los inhibidores A, B (producto actual de campo) y D presentaron el desempeño más bajo, ya que no evitan la formación de incrustaciones, al registrar un incremento $\Delta P \geq 1$, en un tiempo de bloqueo menor a dos (2) veces el tiempo de bloqueo del sistema blanco.

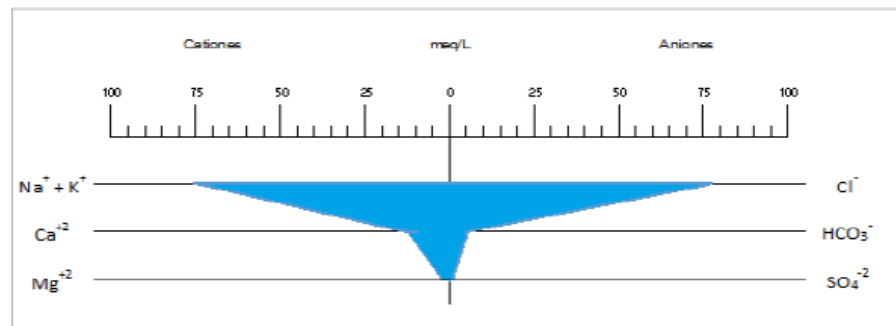
Con respecto a los resultados de eficiencia obtenidos para seis inhibidores de corrosión, evaluados en autoclave a 800 psi, 250 °F y una dosificación de 30 ppm y según los criterios de las normas NACE SP 0775, ASTM G46 y ASTM G170, se puede establecer que:

- El mejor desempeño en prueba estática fue obtenido por los inhibidores B (actual de campo) y D, con una eficiencia de inhibición de 65,62% y 64,52% respectivamente que corresponde a una velocidad de corrosión promedio sobre acero al carbono AIS SAE 1020 de 15,75 y 16,26 mpy.
- Los inhibidores E y A presentaron eficiencias de inhibición cercanas al 50% en ensayo estático con velocidades de corrosión de 23,54 mpy y 22,97 mpy respectivamente.
- El inhibidor F presentó el desempeño más bajo, con una eficiencia de inhibición de 28,30% que corresponde a una velocidad de corrosión inhibida de 32,85 mpy. Para la estimación de la eficiencia de los inhibidores se empleó como referencia la velocidad de corrosión registrada para un sistema sin inhibición (blanco), que en este caso fue 45,81 mpy.
- La inspección de la superficie de los cupones mediante Microscopía Óptica Cofocal 3D indicó un aumento de la rugosidad en el sistema blanco por efecto del proceso de corrosión por CO₂, en la medida que los inhibidores presentaron un mejor desempeño, los cupones expuestos presentaron un menor incremento en la rugosidad. Adicionalmente, los cupones no evidenciaron picaduras o picado.
- El ensayo en prueba dinámica es crítico para la operación del caso de estudio debido a la predominante turbulencia en sus sistemas simples y monofásicos. El desempeño del inhibidor E supera los demás productos considerados hasta esta instancia de evaluación, con eficiencias superiores al 90% para esfuerzos cortantes de hasta 27 Pa y dosis de 25 - 50 ppm.
- Se recomienda el uso de productos inhibidores de corrosión e inhibidores de incrustaciones de un mismo fabricante para garantizar la compatibilidad de estos en la inyección vía capilar. La obstrucción de capilares por incompatibilidad de producto o por degradación a altas temperaturas pondrá en riesgo la integridad de equipo de bombeo de fondo y la tubería de producción; se recomienda validar la estabilidad de los productos a temperaturas de hasta 280°F.
- Se recomienda la selección de productos ofertados por el proponente E, dada su calificación técnico-económica y la franja de optimización de costo de tratamiento químico que ofrece que podría reducir hasta en un 1.5% el costo operativo del proyecto caso de estudio.
- Se recomienda diseñar un plan de transición de tratamientos químicos de control corrosión e incrustaciones definiendo KPI's de referencia y frecuencias de monitoreo de parámetros fisicoquímicos (dureza, bario, sulfatos, fosfonatos, aminas, hierro total, velocidades de corrosión en cupones gravimétricos para fluidos multifase, gas y agua de inyección, entre otros).

Anexo 1. Resultados tipo de análisis fisicoquímico parcial de agua de producción de estación objeto de estudio

Variable	Resultado	Unidades	Método	Fecha de Análisis
pH	7,85	Unid. pH	Potenciométrico / SM 4500 H+ B	2018-07-17
Conductividad Eléctrica	10,6	mS/cm	Electrométrico / SM 2510 B	2018-07-05
Salinidad	5,92	p.s.u	Electrométrico / SM 2510 B	2018-07-05
Resistividad	94,8	$\Omega \cdot \text{cm}$	Electrométrico / SM 2510 B	2018-07-05
Temperatura	19,9	$^{\circ}\text{C}$	IR / SM 2550 B	2018-07-03
Densidad	1,001	g/mL	Gravimétrico / Método Interno	2018-07-03
Dioxido de carbono	24,1	mg CO_2/L	Volumétrico / SM 4500-CO ₂ C	2018-07-08
Alcalinidad Total	172	mg CaCO_3/L	Volumétrico / SM 2320 B	2018-07-13
Sólidos Disueltos Totales	5496	mg/L	Gravimétrico / SM 2540 C	2018-07-19
Nitratos	12,5	mg $\text{N-NO}_3^-/\text{L}$	Ión Selectivo / SM 4500-NO ₃ ⁻ D	2018-07-18
Cloruros	2750	mg Cl^-/L	Volumétrico / SM 4500-Cl ⁻ B	2018-07-18
Fluoruros	0,92	mg F^-/L	Ión Selectivo / SM 4500-F ⁻ C	2018-07-18
Sulfatos	28,8	mg $\text{SO}_4^{2-}/\text{L}$	Turbidimétrico / SM 4500-SO ₄ ²⁻ E	2018-07-18
Ácido Sulfhídrico	0,73	mg $\text{H}_2\text{S}/\text{L}$	Volumétrico / SM 4500 S ²⁻ F	2018-07-17
Calcio Total	265	mg Ca/L	Digestión SM 3030 / EAA / SM 3111 B	2018-07-16
Magnesio Total	25,3	mg Mg/L	Digestión SM 3030 / EAA / SM 3111 B	2018-07-16
Sodio Total	1700	mg Na/L	Digestión SM 3030 / EAA / SM 3111 B	2018-07-16
Potasio Total	60,0	mg K/L	Digestión SM 3030 / EAA / SM 3111 B	2018-07-16
Dureza Total	766	mg CaCO_3/L	Cálculo / SM 2340 B	2018-07-18
Bario Total	2,05	mg Ba/L	Digestión SM 3030 / EAA / SM 3111 D	2018-07-18
Hierro Total	<1,11	mg Fe/L	Digestión SM 3030 / EAA / SM 3111 B	2018-07-18
Zinc Total	<0,22	mg Zn/L	Digestión SM 3030 / EAA / SM 3111 B	2018-07-16
Estroncio Total	45,1	mg Sr/L	Digestión SM 3030 K / EAA / SM 3111 D	2018-07-18
Silicio	35,6	mg Si/L	Digestión SM 3030 / EAA / SM 3111 D	2018-07-11

Simulación Geoquímica (Diagrama de Stiff)



Anexo 2. Resultados tipo de cromatografía de gas producido en planta de hidrocarburos livianos de caso de estudio

Cylinder Number	TC3EM124
Sample Description	Generación
Sampling Conditions	39.0 psig @ 80.0°F

Component	Mole %	Weight %
CO ₂ Carbon Dioxide	23.42	33.29
N ₂ Nitrogen	1.17	1.06
C ₁ Methane	53.76	27.86
C ₂ Ethane	5.89	5.72
C ₃ Propane	4.59	6.55
iC ₄ i-Butane	1.67	3.14
nC ₄ n-Butane	2.87	5.41
iC ₅ i-Pentane	2.06	4.81
nC ₅ n-Pentane	1.82	4.25
C ₆ Hexanes	1.68	4.65
C ₇ Heptanes	0.81	2.35
C ₈ Octanes	0.24	0.80
C ₉ Nonanes	0.02	0.11
C ₁₀ Decanes	0.00	0.00
C ₁₁ Undecanes	0.00	0.00
C ₁₂ ⁺ Dodecanes plus	0.00	0.00
Totals :	100.00	100.00

Note: 0.00 means less than 0.005.

Calculated Residue Properties:	Mole Weight (g mol⁻¹)	Density (g cm⁻³ at 60°F)
C ₇ ⁺ Heptanes plus	93.2	0.7486
C ₁₀ ⁺ Decanes plus	134.0	0.7780
C ₁₂ ⁺ Dodecanes plus	-	-

Calculated Whole Gas Properties		
Gas Gravity	1.0722	@ 14.65 psia & 60°F
Whole Sample Mole Weight	30.940	g mol ⁻¹
Ideal Gas Density	1.3066	kg m ⁻³ @ 14.65psia, 60°F
Real Gas Density	1.3170	kg m ⁻³ @ 14.65psia, 60°F
Ideal Gross Calorific Value	1203.1	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Ideal Net Calorific Value	1097.5	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Pseudo Critical Press.	739.90	psia
Pseudo Critical Temp.	470.60	Rankine
Gas Compressibility Factor, Z	0.994410	@ 14.65 psia & 60°F
GPM (80% Propane)	5.0459	Gal/1000 PC
GPM (100% Propane)	5.2973	Gal/1000 PC

Additional Information		
Real Gross Calorific Value	1209.9	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F
Real Net Calorific Value	1103.7	BTU.ft-3 @ 14.65psia, 60°F

Anexo 3. Resultados tipo de Assay Tipo I de crudo de ventas de planta de producción de hidrocarburos livianos de caso de estudio

ANALYSIS			
TEST NAME AND NUMBER		UNIT	RESULT
API Gravity @ 60 °F (seco)	ASTM D-1298		30,2
Flash Point	ASTM D-93A	°C	<-5
Pour Point	ASTM D-97	°C	<-33
Sulfur X-ray	ASTM D-4294	mass %	0,140
Water and Sediment	ASTM D-4007	vol %	0,30
Vanadium	ASTM D-5863A	mg/kg	1,8
Nickel	ASTM D-5863A	mg/kg	5,9
Salt content	ASTM D-3230	PTB	0,8
Asphaltenes	IP-143	mass %	0,95
Paraffin content	UOP-46	mass %	7,1
Ash	ASTM D-482	mass %	0,011
Viscosity @ 100 °F	ASTM D-445	cP	6,2
Viscosity @ 122 °F	ASTM D-445	cP	4,5
Viscosity @ 170 °F	ASTM D-445	cP	2,5
Total Acid Number	ASTM D-664	mg KOH/g	0,60
Distillation	ASTM D-86	°F	
IBP			174
5%			254
10%			292
20%			410
30%			528
40%			584
50%			640
60%			678

Bibliografía

- API MPMS 11.1. (2004). Temperature and Pressure Volume Correction Factors for Generalized Crude Oils, Refined Products, and Lubricating Oils. *Manual of Petroleum Measurement Standards, API*.
- API MPMS 12.1.1. (2012). Calculation of Static Petroleum Quantities, Upright Cylindrical Tanks and Marine Vessels. *Manual of Petroleum Measurement Standards, API*.
- API MPMS 14.3.1. (2012). Orifice Metering of Natural Gas and Other Related Hydrocarbon Fluids—Concentric Square-Edged Orifice Meters, Part 1: General Equations and Uncertainty Guidelines. *Manual of Petroleum Measurement Standards, API*.
- API RP 14E. (1991). Recommended Practice for Design and Installation of Offshore Production Platform Piping System. *American Petroleum Institute, 23*.
- ASTM G1-03. (2017). Standard Practice for Preparing, Cleaning, and Evaluating Corrosion Test Specimens. *ASTM International*.
- ASTM G46-94. (2018). Guide for Examination and Evaluation of Pitting Corrosion. *ASTM International*.
- ASTM G111-97. (2018). Standard Guide for Corrosion Tests in High Temperature or High-Pressure Environment, or Both. *ASTM International*.
- ASTM G170-06. (2012). Standard Guide for Evaluating and Qualifying Oilfield and Refinery Corrosion Inhibitors in the Laboratory. *ASTM International*.
- DEP 31.22.05.11-Gen. (2007). Gas /Liquid Separators - Type Selection and Design Rules. *Shell Global Solutions International B.V, Netherlands*.
- Halvorsen, E., Koren, A., Ramstad, K., Tydal, T., Biornstad, C. (2006). Scale Inhibitor Testing for Multiphase Pipelines in a Subsea to Shore Development with a Closed MEG-loop System. *SPE International Oilfield Scale Symposium SPE-100662-MS*
- Ige, O.O., Barker, R., Hua, X., Umoru, L.E., Neville, A. (2013). Assessing the influence of Shear stress and particle impingement on inhibitor efficiency through the application of in-situ electrochemistry in a CO²-saturated environment. *Wear*, 304, 49-59.
- Li, W., Pots, B.F.M., Brown, B., Kee, K.E., Nestic, S. (2016). A direct measurement of wall shear stress in multiphase flow—Is it an important parameter in CO₂ corrosion of carbon steel pipelines? *Corrosion Science*, 110, 35-45.
- NACE Publication 31105. (2005). Dynamic Scale Inhibitor Evaluation Apparatus and Procedures in Oil and Gas Production. *NACE International*.

NACE SP0775. (2018) Preparation, Installation, Analysis and Interpretation of Corrosion Coupons in Oilfield Operations. *NACE International*.

Papavinasam, S., (2000). Evaluation and Selection of Corrosion Inhibitors. *Uhlig's Corrosion Handbook, 2nd Edition*, 1169-117.

Silverman, D.C., (1984). Rotating Cylinder Electrode for Velocity Sensitivity Testing. *Corrosion*, 40, 220-226.

Walsh, F.C., Kear, G., Nahlé A.H., Wharton, J.A., Arenas, L.F. (2017). The Rotating Cylinder Electrode for Studies of Corrosion Engineering and Protection of Metals. *Corrosion Science*, 123, 1-20