

Evaluación comparativa de estrategias de inhibición de corrosión y levantamiento de líquidos en pozos con Gas Lift y Capilar

Por **Nicolás Gabriel Gallardo** (Pecom)

Se comparan dos estrategias para remover líquidos y controlar la corrosión interna en pozos maduros con gas lift. A partir de un caso de estudio, se evalúa el desempeño de un tratamiento convencional frente a una solución química dual. Los resultados muestran una alternativa más simple y eficiente para mejorar la operación sin comprometer la integridad.

A medida que los reservorios producen, estos se van depletando, por lo que la presión de reservorio disminuye, la velocidad del gas decae, permitiendo que las gotas de fluido de producción caigan por gravedad y se acumulen en el fondo. Esta acumulación genera una serie de consecuencias técnicas críticas:

- Aumento de la presión de fondo de pozo: La columna de líquido acumulada ejerce una presión hidrostática adicional sobre la formación productora.
- Reducción de la producción: El incremento en la presión de fondo reduce el diferencial de presión necesario para que el gas fluya desde el reservorio, creando un ciclo de carga autosostenido que disminuye la entrega del pozo.
- Ahogo total: En etapas avanzadas, la acumulación es tal que el gas solo puede burbujear a través de una columna de líquido estancada sin lograr transportar fluidos a la superficie, lo que eventualmente detiene la producción por completo.

La carga de líquido se define como la incapacidad del gas producido para arrastrar los líquidos asociados, agua y condensado de hidrocarburos, fuera del pozo. Este fenómeno ocurre principalmente cuando la velocidad del flujo de gas cae por debajo de un valor mínimo, denominado velocidad crítica.

La evolución de la carga de líquido muestra una transición progresiva entre diferentes patrones de flujo multifásico en la tubería de producción:

- Flujo de Niebla Anular: Es el régimen ideal y estable. El gas es la fase continua y viaja a alta velocidad por el centro del conducto, transportando el líquido en forma de finas gotas dispersas o como una película delgada adherida a las paredes.
- Flujo de Transición y Bolsones: Cuando la velocidad del gas disminuye, el líquido comienza a acumularse y a formar bolsones o slugs que ocupan gran parte del área de flujo. En esta etapa, la producción se vuelve errática e inestable, caracterizándose por picos de caudal seguidos de caídas bruscas, y se observa un aumento marcado en la tasa de declinación del pozo.
- Flujo de Burbujeo y Ahogo: Es la etapa final de la carga de líquido. El conducto está casi completamente lleno de líquido y el gas solo asciende en forma de pequeñas burbujas. Aunque puede haber una producción de gas estable a muy bajo caudal, el transporte de líquidos a la superficie cesa por completo, indicando que el pozo está ahogado.

También surge el concepto de velocidad crítica, definido como la velocidad mínima del gas en la tubería de producción necesaria para arrastrar las gotas de líquido hacia la superficie. Si la velocidad real del gas cae por debajo de este valor, las fuerzas gravitatorias superan a las de arrastre, provocando que el líquido caiga hacia el fondo y se acumule. Los modelos principales utilizados para su cálculo son:

- Modelo de Gota de Turner: Es el modelo más utilizado y conservador de la industria. Se basa en un balance de fuerzas sobre una gota de líquido suspendida en una corriente ascendente de gas. Con los ensayos de campo, Turner determinó que las ecuaciones teóricas subestimaban la velocidad necesaria, por lo que

aplicó un ajuste hacia arriba del 20%. Se utiliza para pozos de alta presión, generalmente con presiones de boca de pozo superiores a 35 bar.

- Modelo de Coleman: Este modelo es esencial para el análisis de pozos con bajas presiones de reservorio o en etapas maduras. Utiliza las mismas ecuaciones de base que el modelo de Turner con la diferencia de que en pozos de baja presión, la ecuación original de Turner sin el ajuste del 20% se ajustaba mejor a la realidad operativa. Está diseñado específicamente para pozos de baja presión, con presiones de boca de pozo inferiores a 35 bar.

El cálculo depende de parámetros físicos como la presión, la temperatura, la densidad del gas y del líquido, y la tensión superficial.

Para evitar alcanzar la condición de ahogo, se utilizan sistemas de remoción de líquidos que permiten que la fase gaseosa tenga la energía necesaria para transportar los líquidos asociados y evitar el ahogo del pozo por carga hidrostática. En pozos maduros de gas se emplean 2 estrategias de producción principales:

- Agentes Espumígenos: La técnica consiste en inyectar surfactantes que reducen la tensión superficial y la densidad del líquido, permitiendo que el gas lo transporte a la superficie incluso a bajas velocidades. Es particularmente útil en pozos sensibles a la carga hidrostática con bajas velocidades de gas. El tratamiento puede adaptarse a condiciones específicas del pozo y parámetros del fluido. Requiere aplicaciones repetidas en el tiempo y un monitoreo constante de la dosis para mantener la estabilidad de la espuma. No requiere instalaciones complejas de fondo si se usan baches o inyección por capilar. Para la instalación de capilar se utiliza un tubo de acero inoxidable de pequeño diámetro, que se introduce por el interior de la tubería de producción, y un arreglo de fondo que incluye una boquilla dispersora con válvulas de retención, centralizadores y barras de peso para asegurar que el químico se entregue exactamente en la zona de acumulación de líquidos.
- Gas Lift: es un método de levantamiento artificial que consiste en la inyección de gas externo en la corriente de flujo, a una profundidad determinada del pozo, para reducir la densidad de la columna líquida y aumentar la velocidad total del flujo por encima de la velocidad crítica. El gas inyectado se mezcla con el gas de formación para reducir la presión de fondo a través de tres procesos:
 - Reducción de la densidad: Disminuye el peso de la columna de fluido, aumentando el diferencial de presión entre el reservorio y el pozo.
 - Expansión del gas: El gas inyectado se expande al subir, empujando el líquido hacia la superficie.
 - Desplazamiento: Las burbujas grandes de gas actúan como pistones que desplazan los "tacos" o bolsones de líquido.

El sistema incluye una fuente de gas, generalmente gas de formación recirculado, una estación de compresión, líneas de inyección superficiales y equipo de fondo que comprende mandriles y válvulas de gas lift.

Mecanismos de Corrosión en Pozos de Gas

La integridad de las tuberías de producción y revestimiento es fundamental para la sostenibilidad de un reservorio, ya que la corrosión no identificada puede derivar en cierres de producción, accidentes industriales y desastres ambientales.

La corrosión por CO_2 es identificada como el mecanismo de corrosión interna más común en el transporte de hidrocarburos. Este proceso ocurre cuando el dióxido de carbono se disuelve en el agua de formación, generando una reacción electroquímica en un fluido de dos fases que produce carbonato ferroso e hidrógeno. La reacción química fundamental se expresa como:



La severidad del ataque corrosivo depende de una combinación de parámetros operativos y fisicoquímicos:

- **Presión Parcial y Temperatura:** La corrosión ácida es decididamente influenciada por la presión parcial del CO_2 y H_2S . El aumento de la presión parcial y de la temperatura acelera procesos como la corrosión por picaduras. Además, la presencia de iones cloruro aumenta la probabilidad de daño al destruir la capa protectora de productos de corrosión.
- **Régimen de Flujo:** El patrón de flujo determina el espesor y la velocidad de la capa de agua sobre la pared de la tubería, definiendo el esfuerzo de corte y la transferencia de masa hacia la superficie metálica. En condiciones de baja velocidad, los conceptos de deslizamiento y retención describen cómo la fase agua se acumula en el pozo, liderando los procesos corrosivos.

Un punto crítico de falla es el área de reflujo, ubicada entre el fondo y la boca del pozo. En los pozos de gas, a medida que el gas asciende y se expande, su temperatura disminuye. Al alcanzar el punto de rocío, el vapor de agua y los hidrocarburos livianos se condensan. Esta fase acuosa condensada humedece la superficie interna de la tubería, volviéndola susceptible a reacciones electroquímicas. Los problemas de corrosión se reportan mayoritariamente en estos sitios de formación de condensado, donde el volumen de agua actúa como un medio altamente corrosivo, especialmente si también hay disolución de ácidos orgánicos.

Química de los productos

Los surfactantes son moléculas anfífilas que poseen un extremo polar, con afinidad por el agua, y uno apolar, con afinidad por solventes orgánicos o hidrocarburos. Esto les permite estabilizarse en la interfase gas-líquido y reducir la tensión superficial. Los surfactantes se clasifican en cuatro tipos principales:

- **Surfactantes Aniónicos:** En solución acuosa, se disocian en un anión hidrófilo y un catión, generalmente un metal alcalino. Son excelentes espumantes de agua y poseen muy buena solubilidad, aunque

su eficacia puede verse afectada negativamente en aguas de muy elevada salinidad.

- **Surfactantes Catiónicos:** Se disocian en un catión hidrófilo y un anión generalmente halogenado. Son espumantes efectivos, a menudo más eficientes en salmueras que en agua dulce, y se aplican con frecuencia en pozos que poseen mezclas de salmuera con elevado contenido de hidrocarburos líquidos.
- **Surfactantes No Iónicos:** No forman iones en solución acuosa; su parte hidrófila se constituye por grupos polares no ionizables como alcoholes o éteres. Su solubilidad es inversa a la temperatura y disminuye significativamente ante alta salinidad, pero tienen la ventaja de ser insensibles a la naturaleza química del agua.
- **Surfactantes Anfóteros:** Poseen cargas tanto positivas como negativas en su estructura, dependiendo del pH del medio. Esta característica les otorga versatilidad ante diversas condiciones del medio.

Los inhibidores utilizados en la industria hidrocarburífera se dividen principalmente en tres categorías según cómo interactúan con el medio corrosivo:

- **Formadores de película:** Consisten en moléculas orgánicas con grupos funcionales polares que se adhieren a la superficie metálica mediante enlaces de coordinación, mientras que su cola hidrofóbica repele el agua y los agentes corrosivos.
- **Secuestrantes:** Se utilizan para remover gases agresivos como el oxígeno y el sulfuro de hidrógeno en espacios cerrados, como el anular entre el casing y el tubing.
- **Agentes de control de pH:** Ajustan la acidez del medio para reducir la tasa de corrosión, siendo común el uso de buffers.

Las estructuras base que componen la mayoría de los productos comerciales:

- **Imidazolinas:** Poseen una estructura heterocíclica anular que permite una adherencia muy fuerte al acero, logrando eficiencias superiores al 95% en condiciones controladas.
- **Alquilpiridinas:** Forman enlaces que son sensibles a la temperatura y a la presencia de cloruros, pero ofrecen sinergia cuando se combinan en formulaciones complejas.
- **Aminas Cuaternarias:** Son sales derivadas que mejoran la solubilidad del inhibidor en agua o alcoholes. Tienen una carga positiva que les permite atraerse a la superficie del metal.
- **Tioureas y Triazoles:** Se mencionan como aditivos que generan efectos sinérgicos con para mejorar la protección en medios ácidos y flujos bifásicos.

Los inhibidores son extremadamente sensibles a la dinámica del fluido. La eficiencia puede caer drásticamente cuando se pasa de un flujo monofásico a un flujo bifásico o con presencia de sólidos, debido al esfuerzo de corte que remueve la película protectora. En pozos de alta temperatura, las moléculas orgánicas pueden descomponerse, perdiendo su capacidad protectora.

El desarrollo de productos que integran funciones de levantamiento e integridad enfrenta desafíos químicos

significativos. Existe una incompatibilidad intrínseca entre los agentes espumantes generalmente aniónicos, y los inhibidores de corrosión. Esta interacción puede provocar la inestabilidad de la espuma y una reducción en la tasa de protección contra la corrosión. El uso de surfactantes anfóteros, como las betaínas, actúa como un puente de compatibilidad, permitiendo formulaciones estables donde ambos componentes coexisten sin neutralizarse.

Estrategias de inyección y sistemas de levantamiento

En la inyección por capilar, el producto se bombea desde la superficie mediante una bomba de caudal regulable, viajando por el interior del capilar hasta descargarse en el extremo inferior, usualmente cerca de los punzados. Esta técnica permite una dosificación precisa y optimizada, ya que el químico llega directamente a la zona de interés sin diluirse en grandes volúmenes de fluido muerto. Se introduce por el interior de la tubería de producción utilizando una unidad móvil de capilar. Su gran ventaja es que se puede instalar o remover con el pozo en producción, sin necesidad de un equipo de torre. La principal limitación es que la presencia del capilar interno reduce levemente el área efectiva de flujo de la tubería y puede ser susceptible a daños mecánicos por sólidos o arena si no se posiciona correctamente.

En la inyección a través de gas lift, el gas sirve simultáneamente como el vehículo para la distribución de productos químicos. Se bombea un pequeño volumen de químico directamente en la corriente de gas de inyección en la boca del pozo. El gas actúa como el fluido portador, transportando el inhibidor a través del espacio anular hasta las válvulas de gas lift, donde ingresa a la tubería de producción junto con el gas. Mientras el gas inyectado reduce la densidad del fluido para superar la velocidad crítica y remover líquidos, el químico inyectado aprovecha este flujo para recubrir las paredes internas de la tubería. La mayor limitación de este sistema de dosificación es que si el caudal de inyección es muy bajo, el químico puede tener un tiempo de residencia prolongado en el anular, lo que podría derivar en su degradación térmica o la formación de depósitos sólidos que obstruyan las válvulas.

Desarrollo

La presente sección detalla la fase experimental y operativa del estudio, cuyo objetivo principal es determinar la eficacia comparativa entre dos estrategias de tratamiento químico en pozos de gas maduros con sistema de Gas Lift:

- Pozo A: estrategia combinada de dosificación de un producto dual, espumígeno anfótero e inhibidor de corrosión, exclusivamente a través de un capilar.
- Pozo B: estrategia de dosificación de inhibidor de corrosión por la línea de gas lift.

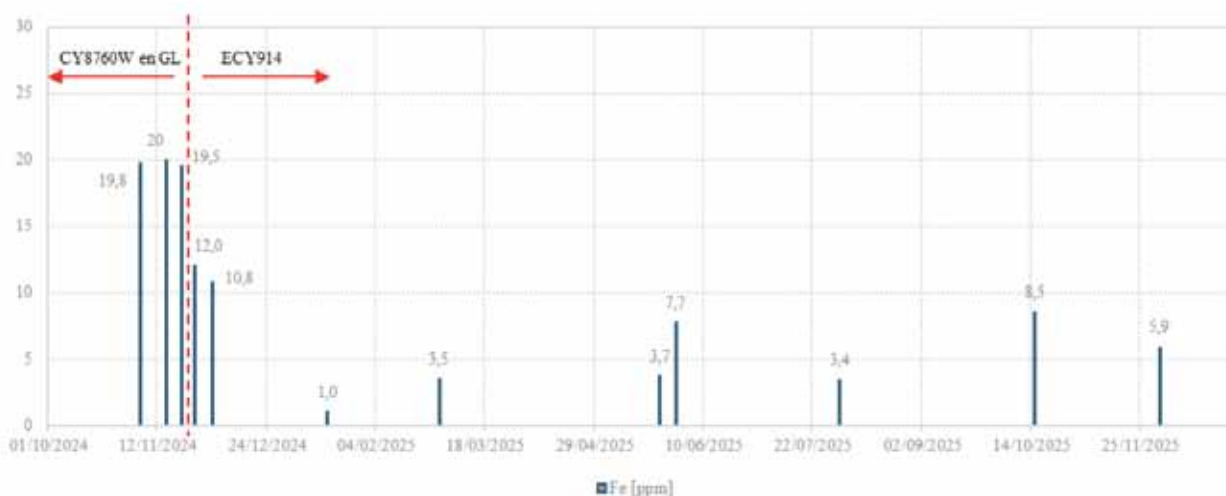
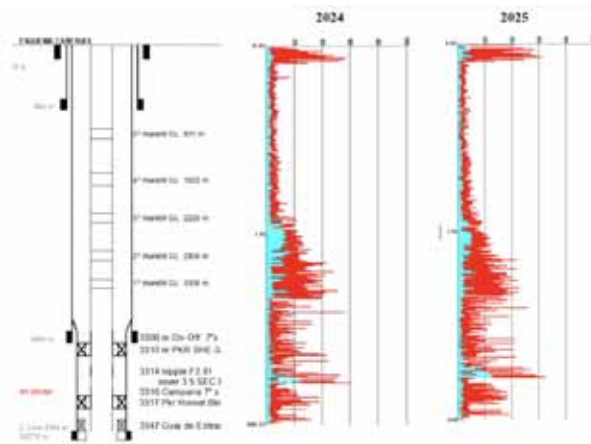
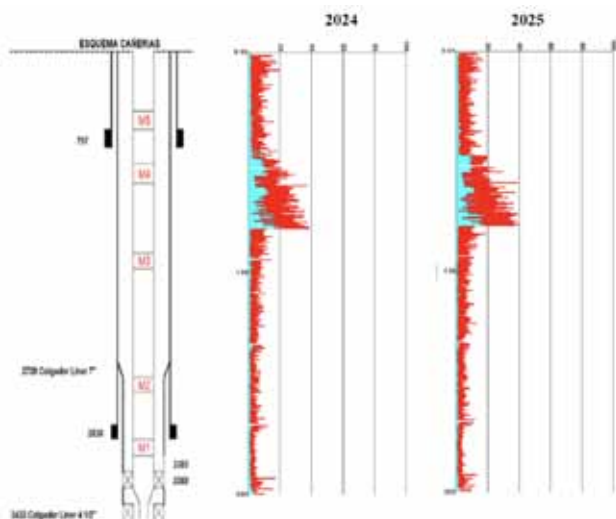
Los productos utilizados son formulaciones propias de Pecom y poseen las siguientes características:

- ECY914: Es un agente de acción dual que combina propiedades espumígenas con una robusta capacidad de inhibición de corrosión en una sola formulación. Está diseñado específicamente para la optimización de pozos de gas que enfrentan desafíos de carga líquida y requieren, simultáneamente, una protección integral contra la degradación metálica inducida por gases ácidos. Su uso permite restaurar los niveles de producción al tiempo que asegura la integridad de los activos.
- CY8760W: Es un inhibidor de corrosión hidrosoluble de alto desempeño, desarrollado para brindar una protección persistente en entornos agresivos. Su formulación integra agentes tensoactivos especializados que previenen la sedimentación y acumulación de sólidos sobre las superficies tratadas, manteniendo la limpieza del sistema. Es altamente efectivo para el control de la corrosión por CO_2 y H_2S en corrientes de gas húmedo.

El propósito de este análisis es verificar si la integración de funcionalidades permite brindar una correcta protección de las instalaciones frente a la corrosión por CO_2 , sin comprometer la producción de los pozos ya sea que se utiliza uno u otro método de extracción indistintamente.

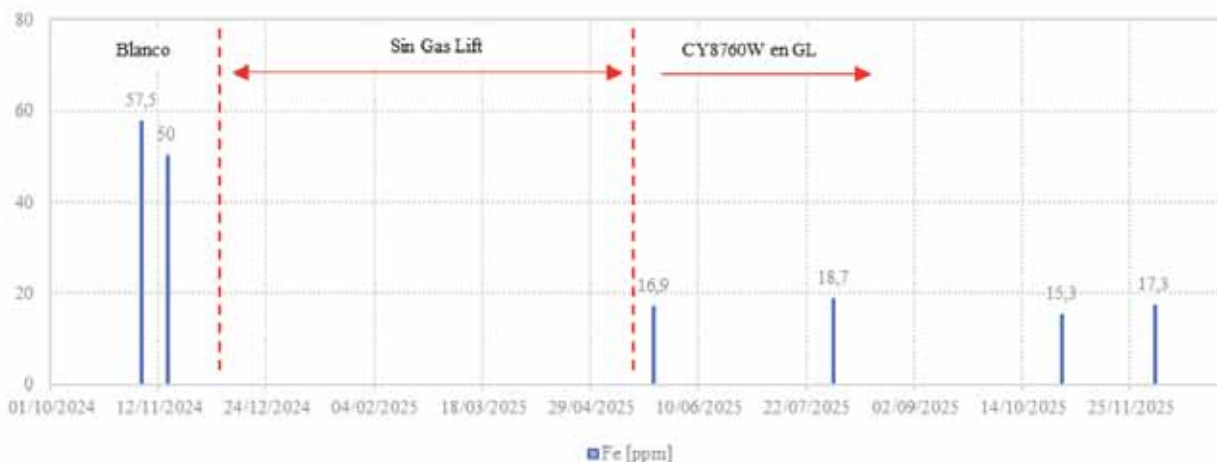
Para garantizar un control de corrosión exitoso, se implementó un programa de monitoreo diseñado para medir la efectividad y persistencia del tratamiento bajo condiciones reales de operación. La evaluación técnica del desempeño de ambas estrategias se divide en tres ejes fundamentales:

- Integridad Física mediante Ensayos con Caliper Multifinger: Esta parte se centra en la cuantificación del daño mecánico y la pérdida de masa en la tubería de producción de acero al carbono. El ensayo multifinger permite diagnosticar el comportamiento de las partes no visibles, identificando fallas características producidas por la corrosión por CO_2 . Los resultados presentados en las Figuras 1 y 2 comparan la capacidad de ambas estrategias para formar una barrera física uniforme que mitigue el desgaste por el flujo bifásico y la condensación en las áreas de reflujo. A partir de la observación comparativa entre los resultados del ensayo del caliper multifinger para el pozo A, con producto dual por capilar, y el pozo B, con inhibidor de corrosión a través del sistema de gas lift, se puede apreciar que, en ambos casos, la pérdida de material por corrosión en zona profunda se conserva de un año a otro. En el caso del pozo B, con inhibidor de corrosión por gas lift, se observa un ligero aumento de la pérdida de material en las zonas más superficiales. Esto puede deberse posiblemente a que el inhibidor de corrosión no es transportado adecuadamente por la producción y de esta manera no llega en dosis adecuadas a la superficie, quedando una capa mucho más débil en las zonas de menor profundidad. En el pozo A no se observa este comportamiento, lo cual puede asociarse a un correcto transporte de los activos inhibidores de corrosión a lo largo de toda la instalación.
- Actividad Corrosiva Indirecta mediante Análisis de



Hierro Libre: En este apartado se analizan las tendencias de la concentración de iones ferrosos en el agua producida. De acuerdo con los principios electroquímicos, un incremento en el hierro libre indica el progreso de la oxidación del acero. La estabilización de estos valores en niveles mínimos es un indicador

crítico de que el producto químico está logrando inhibir la reacción anódica, incluso en entornos de alta salinidad y presencia de cloruros que normalmente destruirían la capa protectora. Se pueden observar los resultados de las mediciones en las Figuras 3 y 4.



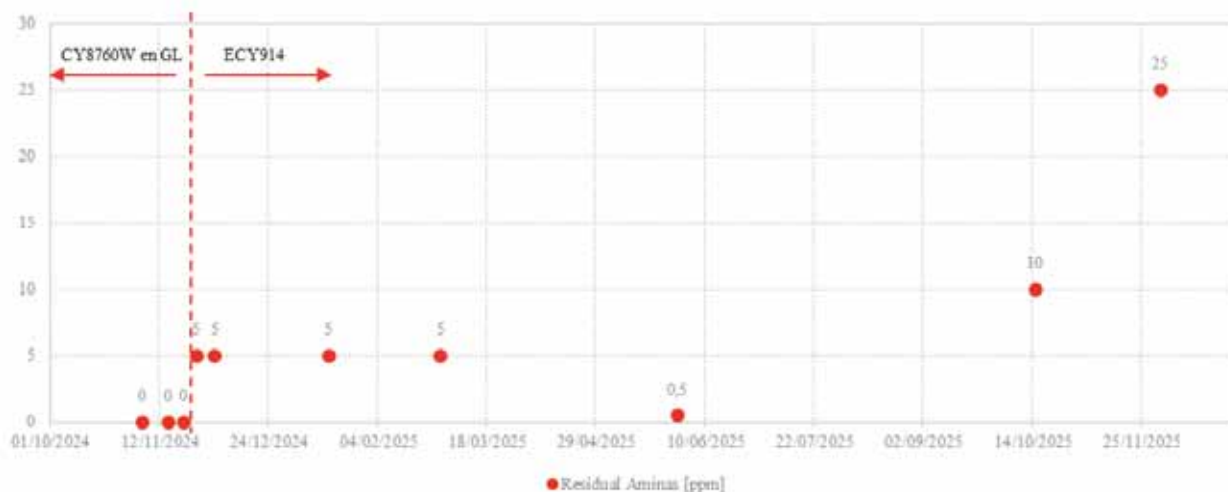


Figura 5. Mediciones de Residual de Aminas – Pozo A.

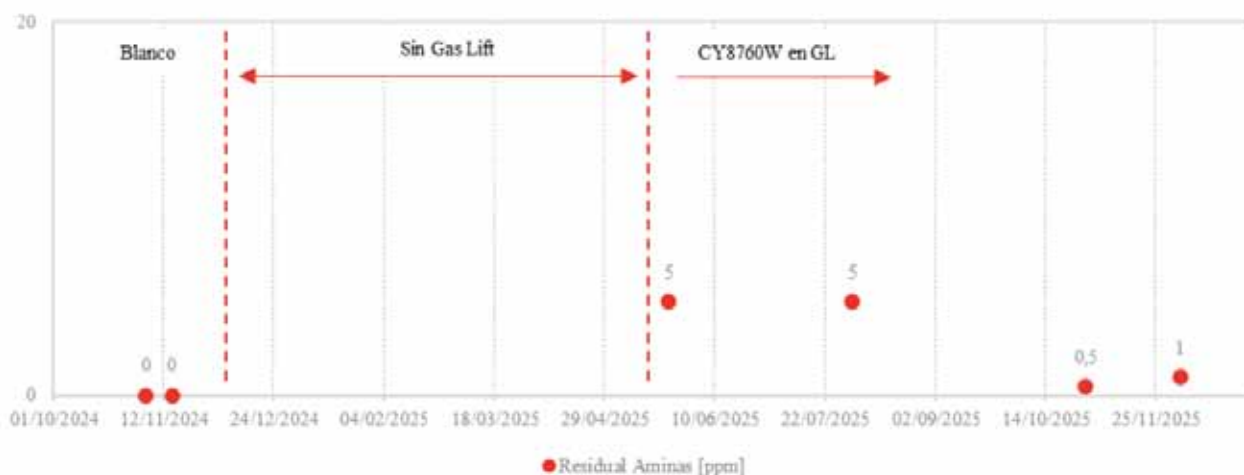


Figura 6. Mediciones de Residual de Aminas – Pozo B.

- Nuevamente se observa que tanto para el pozo A como para el pozo B, la concentración de hierro libre disminuye drásticamente al aplicar un inhibidor de corrosión. Se debe notar que en el caso del pozo A, al migrar de una dosificación de inhibidor de corrosión a través de gas lift hacia una dosificación de producto dual a través de capilar, la disminución de hierro libre es notable y evidencia la mejor formación de la capa protectora en la instalación. Esto se debe a que la dosificación de producto dual directamente en la zona donde se encuentran los fluidos de producción mejora la eficiencia de los activos inhibidores de corrosión, ya que no quedan alojados en el sistema de gas lift mientras son transportados hacia el fondo de pozo.
- Adsorción y Persistencia mediante Residual de Aminas: Finalmente, se evalúa la presencia de residual de aminas para verificar que el inhibidor ha alcanzado la superficie metálica y ha formado una película protectora estable. Dado que estas moléculas actúan mediante enlaces de coordinación, la medición del residual químico en superficie confirma la persistencia de la película hidrofóbica frente al esfuerzo de corte del gas. Este análisis es vital para validar la compatibilidad del surfactante anfótero en la solución dual, asegurando que su coexistencia con el inhibidor no

degrade la estabilidad del tratamiento. Los resultados de las mediciones se presentan en las Figuras 5 y 6. En este caso, se replican las observaciones realizadas para el análisis de hierro libre, ya que en ambos casos llega residual de aminas a la superficie, lo que indicaría que los activos inhibidores de corrosión están llegando a boca de pozo con los fluidos de producción. Sin embargo, al igual que en el caso del hierro libre, se debe notar la aparición de residual de aminas en superficie, a partir del comienzo de dosificación del producto dual. No se observa la presencia de residual de aminas en el periodo en el que se dosificó el inhibidor de corrosión a través del sistema gas lift en el pozo A.

Conclusiones

A partir de las observaciones de los ensayos, la información técnica incluida en el presente trabajo y vinculando los resultados empíricos con los fundamentos teóricos de la industria, se pueden extraer las siguientes conclusiones:

- Superioridad de la Distribución del Inhibidor mediante Capilar: Los resultados del ensayo multifinger en el pozo B demuestran que la dosificación a través del sistema de gas lift presenta deficiencias en la pro-



tección de las zonas superficiales. En los pozos de gas, la corrosión es crítica en las áreas de reflujo y condensación, zonas menos profundas. El uso del sistema implementado en el pozo A, garantiza que el inhibidor se incorpore directamente en el fondo del pozo, permitiendo que sea transportado por los fluidos de producción y recubra de manera uniforme toda la sarta desde la base hasta la superficie. En contraste, el inhibidor inyectado por gas lift depende del gas como fluido portador, lo que puede derivar en una distribución irregular que deja zonas desprotegidas.

- **Optimización de la Eficiencia Química y formación de Película:** La reducción notable de hierro libre al migrar a la estrategia dual por capilar en el pozo A confirma una inhibición más efectiva de la reacción electroquímica del CO_2 . La dosificación por capilar permite un ajuste preciso de la dosis y evita que los activos químicos queden retenidos en el espacio anular o en las válvulas del sistema de gas lift, donde podrían degradarse o no alcanzar la fase acuosa corrosiva. La entrega directa del producto en la zona de cámara mejora la cinética de formación de la película protectora, asegurando que el inhibidor actúe inmediatamente sobre el agua producida antes de que esta inicie el proceso corrosivo en la tubería.
- **Confirmación de Persistencia y Compatibilidad Química:** El uso de una base anfótera en el producto dual permite la coexistencia efectiva del espumígeno y los activos de alquilpiridina. Los residuales en superficie confirman que la película no solo es estable, sino que posee la persistencia necesaria para resistir el esfuerzo de corte del flujo de gas sin desprenderse, algo que no se lograba con la dosificación previa por gas lift.
- **Simplificación Operativa y Reducción de Riesgos:** La estrategia de producto dual por capilar cumple con los objetivos de producción e integridad de manera simultánea. La integración de funcionalidades en un solo producto permite una simplificación logística significativa. Además, al eliminar la inyección química por la línea de gas lift, se minimiza el riesgo de taponamiento de las válvulas de inyección por

degradación térmica de los químicos en el anular.

En conclusión, la estrategia utilizada para el pozo A, es decir dosificación de Producto Dual por Capilar, es técnicamente superior a la estrategia utilizada en el pozo B, dosificación de inhibidor de corrosión a través del sistema gas lift. Se proporciona una protección integral contra la corrosión por CO_2 , especialmente en las zonas superficiales de condensación, y asegura una remoción de líquidos eficiente gracias a la compatibilidad química de su base anfótera, logrando optimizar la vida útil del activo con una menor complejidad operativa.

Bibliografía

- James F. Lea y Lynn Rowlan. Gas Well Deliquification (3ra ed.). Gulf Professional Publishing, Elsevier, 2019. ISBN: 978-0-12-815897-5.
- Najeeb Anjum Soomro, Ubedullah Ansari, Bilal Shams, Muhammad Khan Memon, Darya Khan Bhutto, Zhang Rui y Yi Pan. Optimizing gas well deliquification: Experimental analysis of surfactant-based strategies for liquid unloading in gas wells for enhanced recovery. Unconventional Resources, mayo de 2025. DOI: 10.1016/j.unres.2025.100200.
- Ahmed Abdel Salam, Alaa Elshabasy y Mohammed Elzawawy. Carrier Line Technique for Downhole Chemical Injection in Oil and Gas Industry; Case Study: El Hamra Oil Company. Egyptian Journal of Petroleum, octubre de 2023. DOI: 10.1016/j.ejpe.2023.10.001.
- M. Askari, M. Aliofkhazraei, R. Jafari, P. Hamghalam y A. Hajizadeh. Downhole corrosion inhibitors for oil and gas production – a review. Applied Surface Science Advances, junio de 2021. DOI: 10.1016/j.apsadv.2021.100128.
- José Daniel Oca, Luis Castillo-Campos y Rubén Vega. Liquid Foaming Agent for Liquid Loading Reduction in Gas Producing Wells. Journal of Engineering Research, septiembre de 2022. DOI: 10.36909/jer.17583.

Buscá todo sobre el **shale** en nuestra **web**



LOS NO CONVENCIONALES OPORTUNIDAD QUÍMICOS SISMICIDAD USO DEL AGUA



www.shaleenargentina.org.ar

El sitio del IAPG destinado especialmente a los hidrocarburos de reservorios no convencionales, como *shale gas* y *shale oil*.

Pensada como herramienta útil para toda la comunidad, especializada o no, que quiera conocer con mayor profundidad lo relativo a estos reservorios y al *fracking* o estimulación hidráulica, así como los aspectos que generan mayores cuestionamientos: el uso del agua, la protección de los acuíferos, el uso de químicos, etcétera.

Toda la información de los expertos y las últimas noticias.

¡Y además, la posibilidad de consultar interactivamente a un experto sobre cualquier aspecto relacionado con el shale en la Argentina!

