

GESTION DE INTEGRIDAD EN POZOS PRODUCTORES DE GAS

¹J.P.Rossi, ²A.Pellicano

¹ Sintec S.A. - jpr_sintec@speedy.com.ar

² Sintec S.A. - ap_sintec@speedy.com.ar

1. Sinopsis

La gestión de integridad de pozos productores comprende todas las fases del ciclo de vida, partiendo desde el diseño y concluyendo en el abandono. No obstante, teniendo en cuenta que se trata de una disciplina relativamente nueva, su implementación ha tenido considerable desarrollo en las fases de diseño, terminación y operación. En el caso particular de los pozos productores de gas, los planes de aseguramiento de integridad tienen importancia creciente, teniendo en cuenta los riesgos asociados a su operación e intervención.

Los sistemas de gestión de integridad de pozos constituyen herramientas diseñadas para asegurar el cumplimiento de los siguientes objetivos, entre otros:

- Selección de materiales y formulación de especificaciones constructivas que se adecúen a la evolución operativa.
- Identificación de amenazas que comprometen la productividad y la seguridad en la operación de tubulares e instalaciones de superficie.
- Formulación de tratamientos específicos para reactivación de producción, sin compromiso sobre la integridad de instalaciones.
- Determinación de la aptitud para el servicio de tubulares severamente afectados por corrosión, erosión y desgaste.
- Diseño de planes específicos de monitoreo, inspección y mitigación.

En la presentación vinculada a esta sinopsis se desarrollarán algunos de las experiencias obtenidas de trabajos realizados sobre pozos productores de gas, que involucran los siguientes temas de incidencia sobre la integridad:

- Esquema de aseguramiento de pozos productores de gas en servicio.
- Selección de materiales de tubulares de pozos sometidos a ambientes agresivos.
- Evaluación y reformulación de tratamientos de acidificación y reactivación, de incidencia sobre la integridad de tubulares e instalaciones de superficie.
- Evaluación de aptitud para el servicio de pozos severamente afectados por corrosión externa e interna.

Palabras clave: Gestión – Integridad – Pozos – Corrosión – Gas

2. Introducción

El presente trabajo no pretende ser representativo de todos los aspectos vinculados con la gestión de integridad de pozos productores de gas, sino que está dirigido a la transmisión de experiencias relacionadas con algunos elementos clave para el aseguramiento de la aptitud para el servicio de componentes de pozo, con tácticas específicas diseñadas para compatibilizar productividad e integridad, con planes alineados a la estrategia de gestión general de yacimientos y con nuevos métodos de evaluación, monitoreo, inspección y mitigación de mecanismos de daño.

En principio, el enfoque conceptual del gerenciamiento de la integridad se fundamenta en un proceso continuo que se extiende a todo el ciclo de vida de las instalaciones de pozo¹, incluyendo las fases de diseño, perforación, terminación, operación, intervención y abandono (Figura 1). Al término de cada una de las fases del proceso, debería generarse la documentación técnica que contenga memoria descriptiva, registros, observaciones, conclusiones y recomendaciones, necesarios como soporte para la implementación de la fase siguiente (documentación de Handover o entrega).

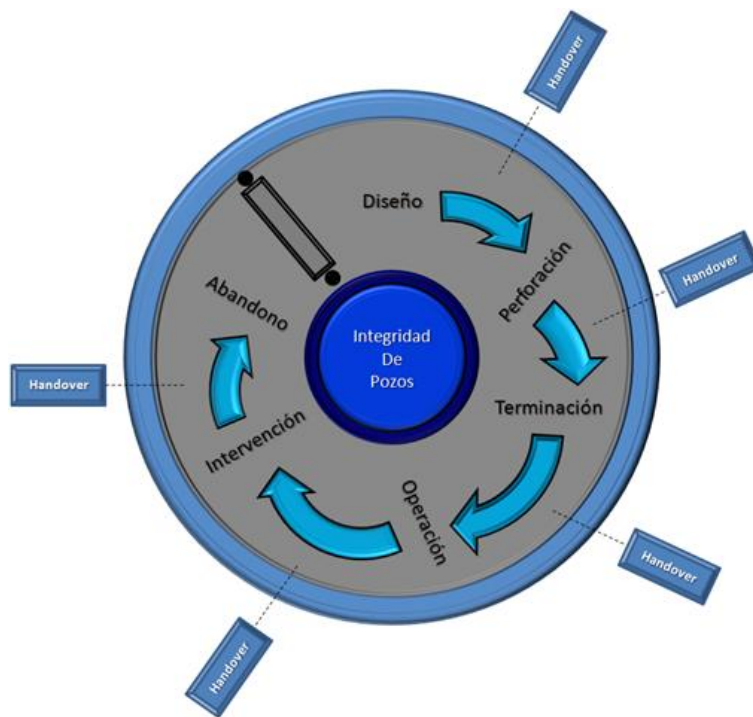


Figura 1. Esquema representativo del proceso de gestión de integridad de pozos.

Para que este proceso sea eficiente, en cuanto a definición de estrategia y tácticas, producción de resultados y revisión, es conveniente la adopción de un esquema de implementación por etapas, incluyendo, entre otras, las siguientes¹:

- Seccionamiento del sistema por componentes, para su tratamiento específico. Ejemplo: tubulares, barreras de pozo, armadura, etcétera.
- Clara definición de barreras y elementos de barrera de pozo (ejemplo en la Figura 2).
- Análisis y evaluación de riesgos. Las metodologías son múltiples, yendo desde un proceso de identificación de amenazas (HAZID – Hazard Identification) y llegando hasta un análisis cuantitativo.
- Formulación e implementación de un programa integral, incluyendo planes de monitoreo, inspección, mitigación y mantenimiento.
- Diseño de un sistema de medición de resultados, preferentemente por medio de indicadores de performance (KPI), soportado por documentación técnica auditable.
- Aseguramiento de un proceso de revisión, incluyendo tácticas implementadas y objetivos estratégicos.

Identificación de Barreras de Pozo



Figura 2. Ejemplo esquemático de la definición de barreras de pozo.

Presentados los conceptos básicos del proceso de gestión de integridad de pozos, a continuación se desarrollan algunas experiencias vinculadas a las fases de Diseño, Operación e Intervención de pozos productores de gas, seleccionadas considerando su representatividad y eventual aplicación práctica.

3. Desarrollo

3.1. Diseño

En lo referido a esta fase inicial en el ciclo de vida de cualquier instalación, se seleccionó como elemento a desarrollar el proceso de selección de materiales, específicamente dirigido a la especificación de la cañería inferior de producción de un pozo de gas de alta presión, aún no completado, cuya configuración y pronóstico de producción se presentan en la Figura 3.

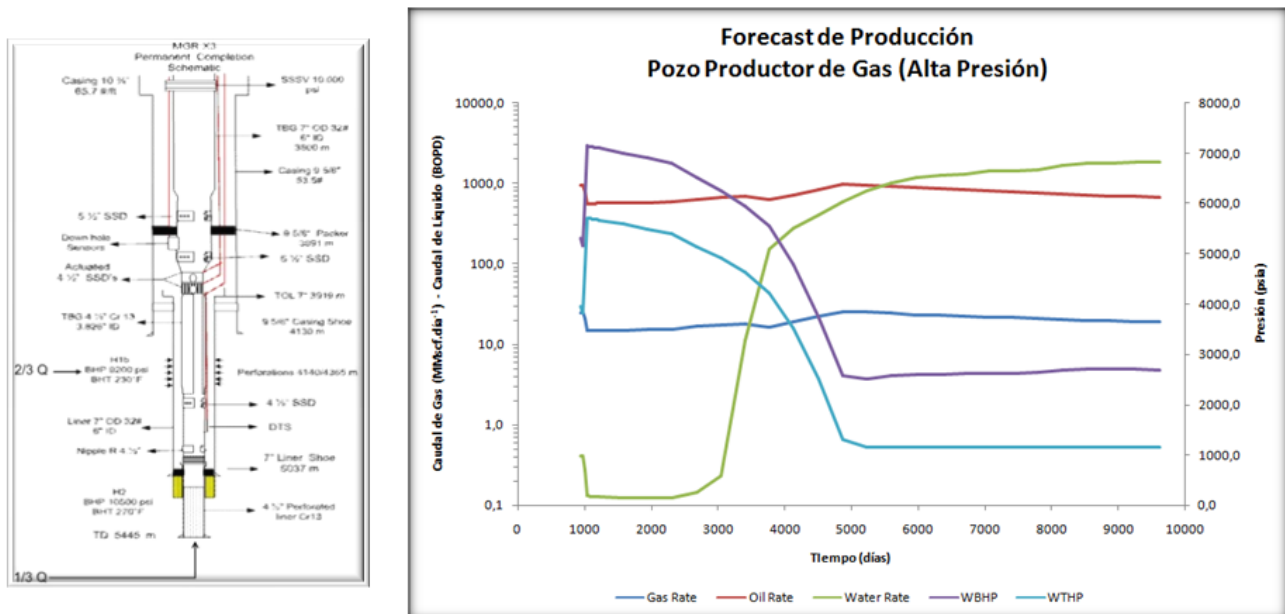


Figura 3. Configuración y pronóstico de producción, pozo productor de gas (selección de materiales).

El proceso de selección comprende, en este caso, las siguientes etapas (Figura 4):

- Simulación operativa.
- Simulación de pérdida de metal.
- Evaluación de aptitud.

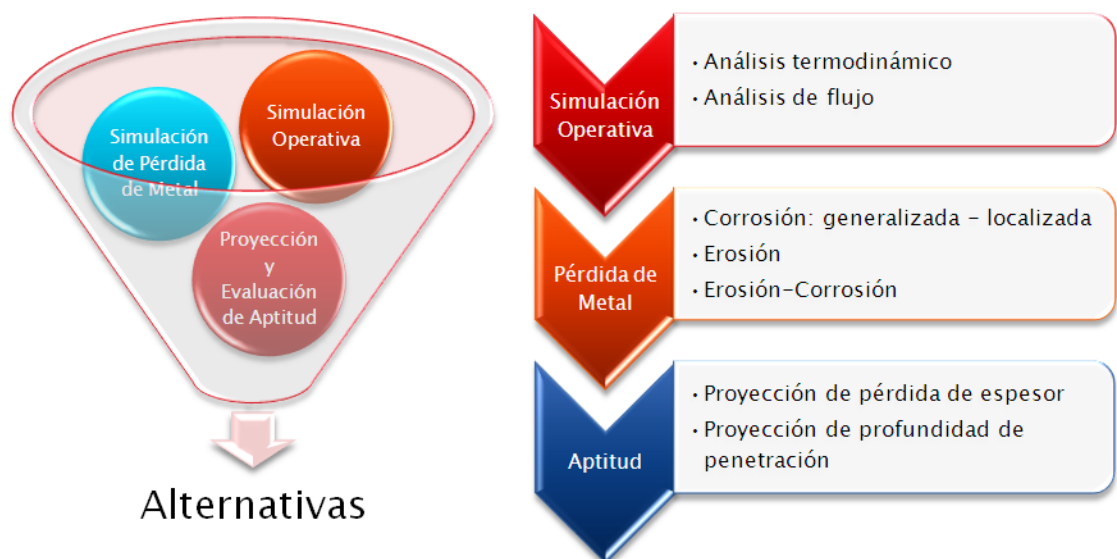


Figura 4. Fases del proceso de selección de materiales.

3.1.1. Simulación Operativa

La simulación operativa conforma la base del proceso de selección de materiales sujetos a la acción de mecanismos de daño, a través de un análisis acoplado de la termodinámica y fluido-dinámica del pozo, por medio de correlaciones de caracterización de flujo multifásico². Como resultado, es posible la cuantificación punto a punto de los parámetros de incidencia en dos aspectos relevantes:

- Tendencia: definida a través de la presión parcial, temperatura, pH, densidad de mezcla y punto de rocío.
- Propagación: definida por medio de las velocidades (gas, líquido y mezcla), hold up (sección de líquido) y water cut (corte de agua).

La Figura 5 ilustra los perfiles de velocidades y hold up, resultantes de la simulación del pozo, para un caudal de 54 MMscf.d⁻¹. Los resultados generales que emergen de esta etapa son los siguientes:

- Flujo en tubing:
 - Flujo segregado en el tramo inferior (4.5 in); SP-turbulento o tapón, en la zona de transición; de burbuja alargada o estratificado, en el tramo superior (7.0 in).
 - Presencia de líquido en toda la extensión del tramo inferior (holdup variable entre un 4% y un 31%) y también del tramo superior (holdup variable entre 0.8% y 40.0%). Velocidades de líquido reducidas a moderadas: inferiores a 0.0300 m/s en el primer tramo e inferiores a 0.4620 m/s en el tramo superior.
- Flujo anular:
 - Flujo segregado (caudal mínimo) y B/B intermitente-transición (caudales intermedio y máximo).
 - Presencia de líquido en toda la extensión (holdup 7.4% a 55.2%), con velocidades inferiores a 0.3751 m/s (se registra una caída de un orden de magnitud en la zona de expansión del liner (tramo comprendido entre 3919 m y 3891 m)).

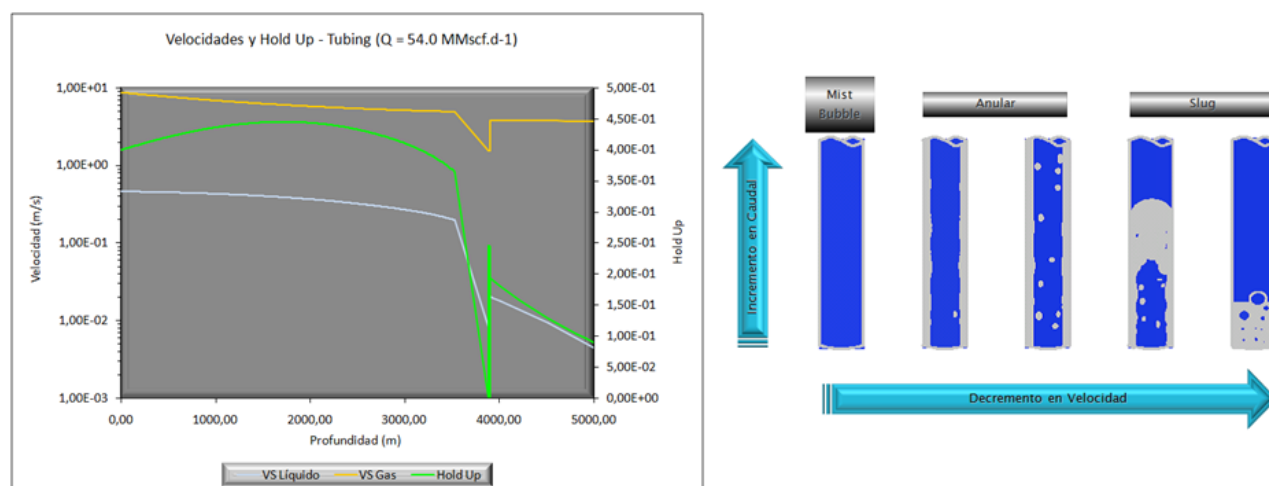


Figura 5. Distribución de velocidades y hold up, cañería de producción.

3.1.2. Simulación de Pérdida de Metal

Esta segunda parte del análisis involucra la estimación de tasas de pérdida de metal inducidas por la acción de mecanismos corrosivos³ y erosivos⁴, con la eventualidad de la sinergia entre ambos (erosión-corrosión^{5,6}). Para ello se utilizan correlaciones aplicables al sistema bajo estudio, cuyas variables de entrada provienen de la simulación operativa, y cuyos resultados servirán de base para la proyección de pérdida de espesor (mecanismos generalizados) y/o de profundidad de penetración (mecanismos localizados).

La Figura 6 muestra los resultados de la simulación de comportamiento frente a la corrosión de la cañería de producción, incluyendo los parámetros de tendencia y las tasas estimadas de pérdida de metal. Como resultados relevantes de esta segunda fase surgen los siguientes:

- Tendencia:
 - Acero al carbono: elevada en todo el tramo anular.
 - Acero inoxidable martensítico: leve y localizada en el tramo inferior.
- Tasa de pérdida de metal:
 - Acero al carbono: creciente en profundidad, alcanzando un máximo de 70 mpy.

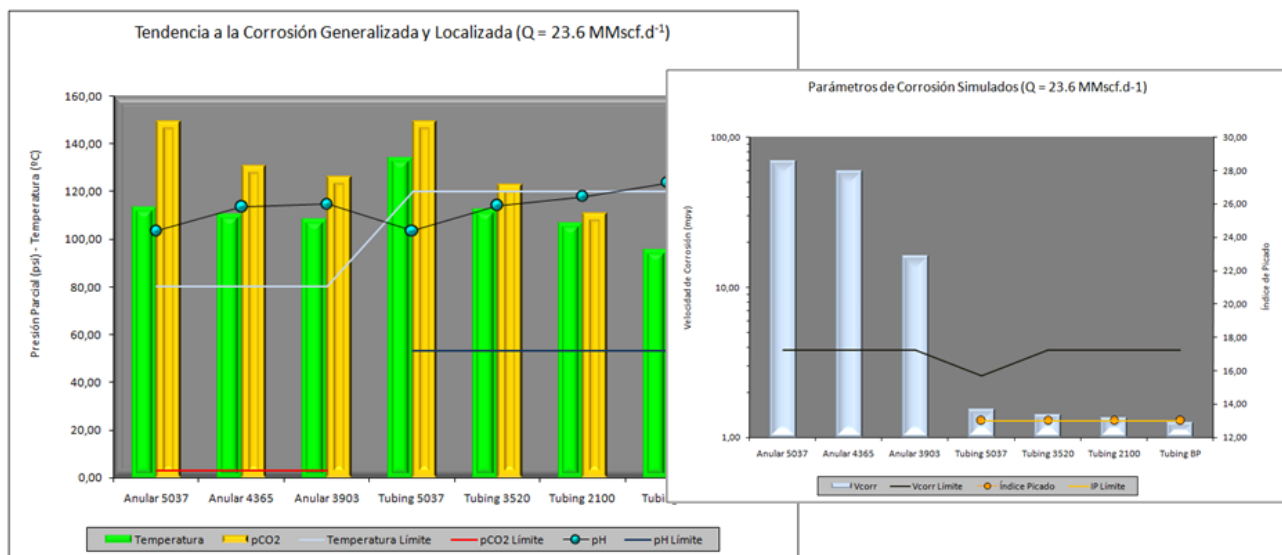


Figura 6. Tendencia a la corrosión y tasas estimadas de pérdida de metal.

En la Figura 7 se ilustran los resultados del análisis de tendencia y propagación por erosión, a partir del cual se infiere lo siguiente:

- Tendencia:
 - Acero al carbono: reducida en todo el tramo anular.
 - Acero inoxidable martensítico: despreciable en toda la longitud de la cañería de producción.
- Tasa de pérdida de metal:
 - Acero al carbono: inferior a 1 mpy.
 - Acero inoxidable martensítico: inferior a 0.05 mpy.

3.1.3. Proyección de Pérdida de Espesor

En la Figura 8 se presentan las curvas de pérdida de espesor estimadas para cada segmento de la cañería inferior, cuyo material base sería el acero al carbono. En todos los segmentos evaluados se verifica pérdida de espesor completa en un lapso de tiempo inferior a 15 años.

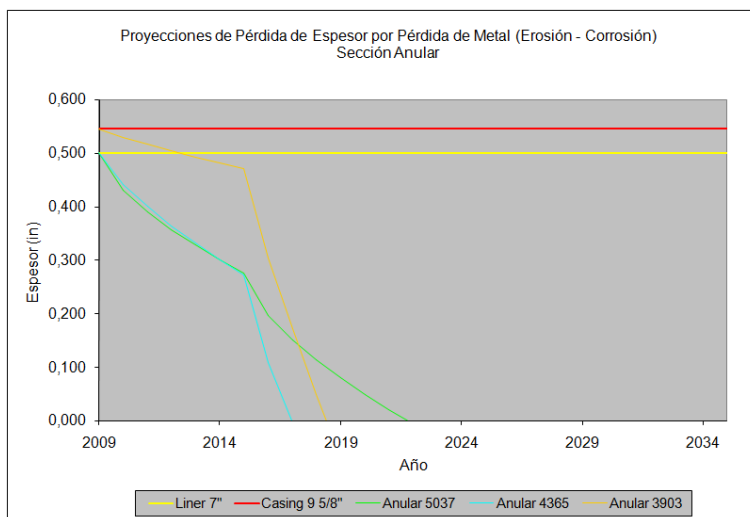


Figura 7. Curvas estimativas de pérdida de espesor en cañería inferior (acero al carbono).

3.2. Operación

Como caso representativo de la incidencia de la gestión de integridad en la operación, se presenta una evaluación de límites operativos (máximo caudal de gas admisible) en las instalaciones de un pozo productor de gas de alta presión, potencialmente sometidas a erosión y corrosión (generalizada y localizada). En la Figura 8 se muestra un resumen del alcance del proyecto.

Alcance

Instalaciones de Pozo

Instalaciones de Flow Line

Tubulares

Armadura



HIPPS

Medidor de Caudal

Cañería

Sistemas de
Protección

Sistemas de Regulación



Figura 8. Detalle del alcance del sistema bajo estudio.

El proceso de evaluación comprende, en este caso, las siguientes etapas:

- Evaluación de aptitud.
- Análisis de riesgos.
- Formulación del programa de aseguramiento.

3.2.1. Evaluación de Aptitud

Se identificaron como mecanismos potencialmente críticos para la integridad de las instalaciones bajo estudio a los siguientes:

- Erosión: considerando los caudales involucrados y los resultados de monitoreo de sólidos.
- Corrosión: en función de las características del fluido de trabajo, de la presión y de la temperatura.
- Erosión-corrosión: teniendo en cuenta los sectores sujetos a elevados esfuerzos normales (choque) y de corte (cambios de sección y dirección).

En la Figura 9 se representan las tasas estimadas de pérdida de metal en cañería de conducción y en armadura, para distintos tamaños de partícula y caudales, por lo cual se infiere que el sector crítico en este caso está localizado en la armadura (sección de ingreso a la válvula choke [regulación]). La Figura 10 ilustra una gráfica combinada de tendencia y velocidad de corrosión en la cañería de producción, verificando que el segmento crítico se localiza en los últimos 200 metros de cañería. En la Figura 11 se muestra un gráfica de pérdida de espesor proyectada por caudal (fondo izquierda), en la cañería de conducción (acero al carbono), junto con las curvas paramétricas resultantes de variación de resistencia remanente (frente derecha), frente a la sollicitación por presión interna, dando como resultado una condición potencial de riesgo para defectos con profundidad superior al 60 % del espesor nominal de pared.

3.2.2. Análisis de Riesgo

Como aproximación inicial se llevó a cabo un análisis cualitativo por componente y para cada uno de los escenarios de caudal proyectado. En la Figura 12 se representa la matriz de riesgo para el máximo caudal posible (fondo izquierda), a partir de la cual se construyó una gráfica comparativa de riesgo por componente (frente derecha), con el objetivo de generar un ranking y priorizar los planes de aseguramiento de integridad, para cada hipótesis de producción en juego.

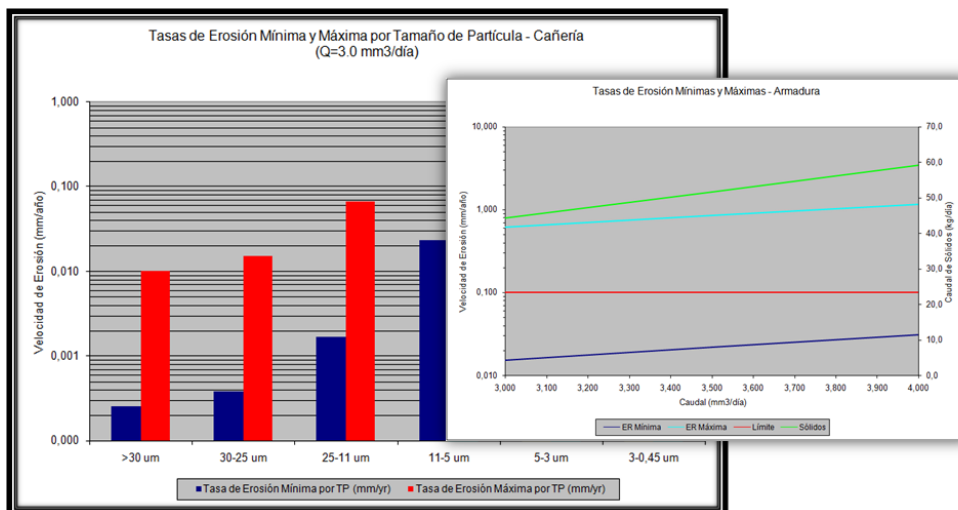


Figura 9. Tasas estimadas de pérdida de metal por erosión (cañería de conducción y armadura).

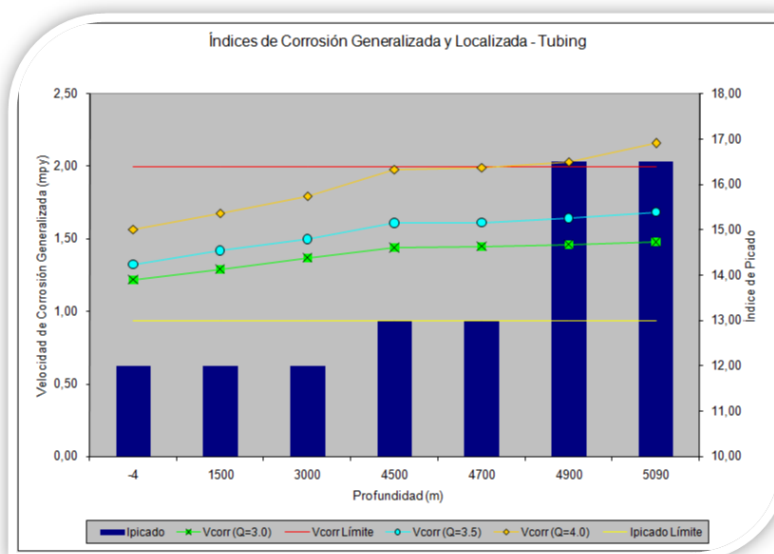


Figura 10. Tendencia y velocidades de corrosión por tramo (cañería de producción).

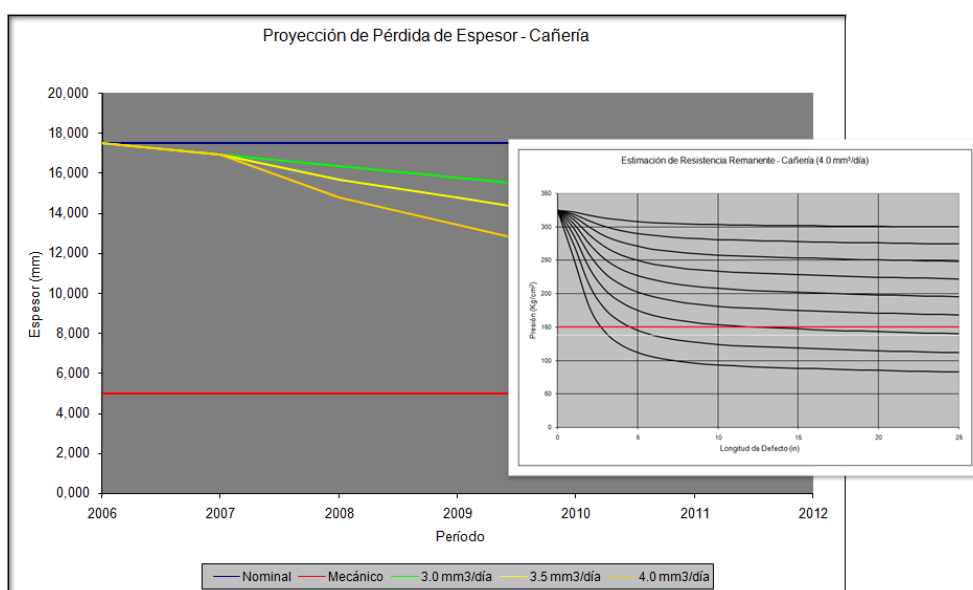


Figura 11. Proyección de pérdida de espesor y pérdida de resistencia remanente (cañería de producción).

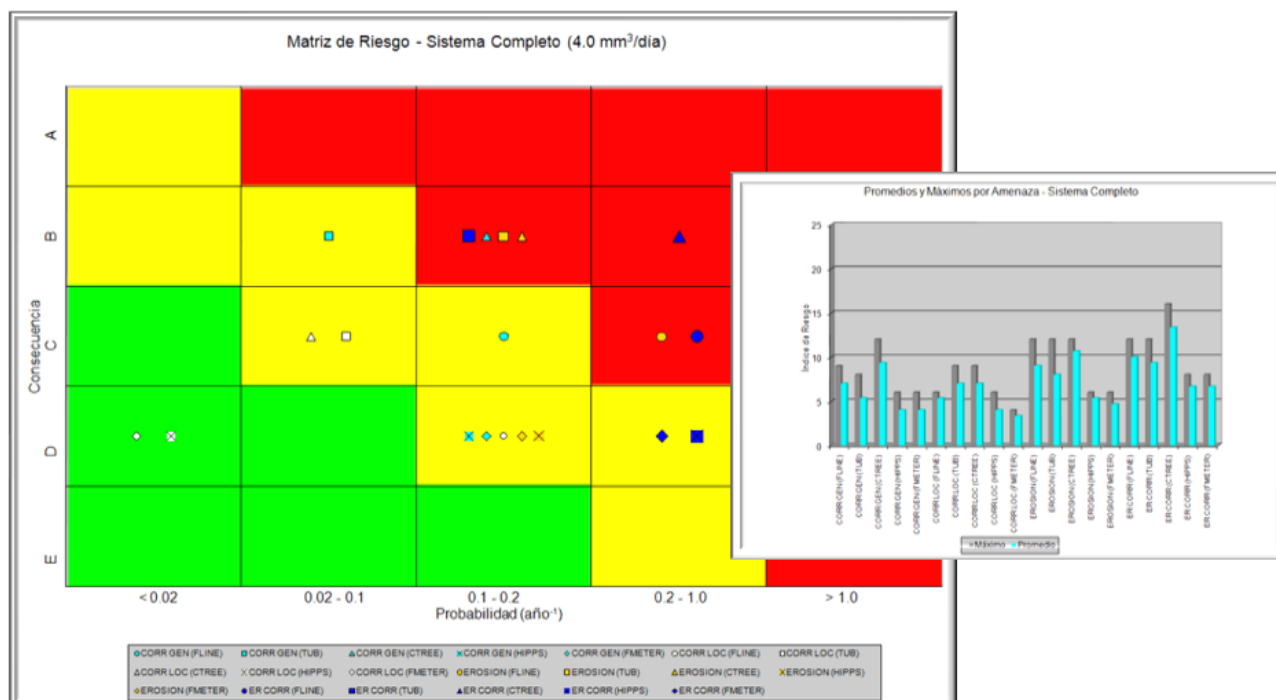


Figura 12. Matriz resultante del análisis cualitativo de riesgos.

3.2.3. Plan de Aseguramiento

En función de la condición de riesgo estimada para cada componente y escenario operativo proyectado, se formuló una estrategia de aseguramiento soportada en tres tácticas complementarias:

- Monitoreo (Figura 13): destinado al seguimiento evolutivo de los mecanismos de daño potencialmente activos. En el caso particular de la erosión, se implementó la instalación de un sensor combinado para la medición de sólidos y de la tasa de pérdida de metal, localizado en uno de los ramales de la cañería de superficie de pozo.
- Inspección (Figura 14): dirigida a la detección temprana y cuantificación de daño potencial.
- Mantenimiento (Figura 14): de carácter preventivo, con frecuencia inicial definida y posteriormente modificable en función de los resultados de monitoreo e inspección.

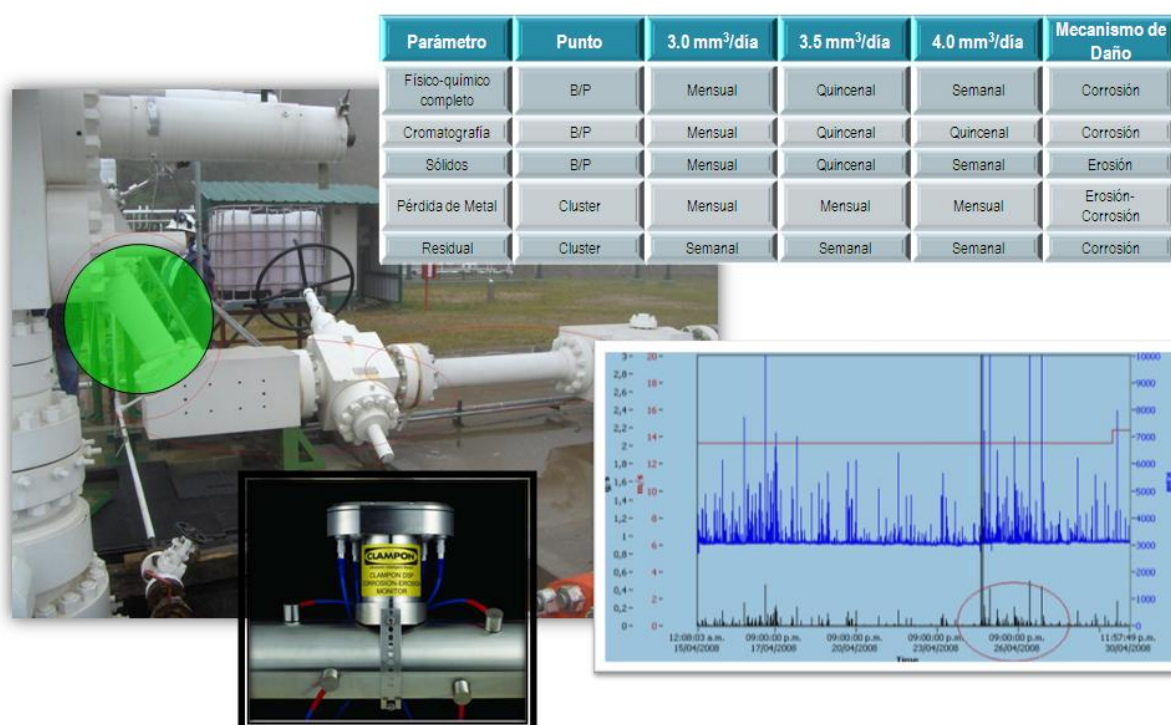


Figura 13. Plan de monitoreo y detalle del sensor de erosión, instalado en cabeza de pozo.

Componente	Inspección	Mantenimiento	Condición	Frecuencia Media
Armadura	Visual	Reparación	F/S	5 años
Válvula Choke	Visual	Reparación - Reemplazo	F/S	5 años
Piping	US	Reparación - Reemplazo	E/S	1 año
HIPPS	Taller - Fabricante	Preventivo en Taller	F/S	5 años
Flow Meter	Taller - Fabricante	Preventivo en Taller	F/S	5 años
Cañería	ILI MFL Combinado	Reparación Preventiva	E/S	4 años
Válvulas	Taller - Fabricante	Preventivo en Taller	F/S	4 años

Figura 14. Resumen de los planes de inspección y mantenimiento.

3.3. Intervención: Aptitud

En esta tercera instancia del trabajo se presenta una evaluación combinada de aptitud, que involucra las cañerías de producción y encamisado, bajo la incidencia de dos mecanismos de daño distintos:

- Cañería de producción: potencialmente afectada por corrosión bajo tensiones, inducida por la combinación de múltiples factores.
- Cañería de encamisado: potencialmente afectada por corrosión localizada.

3.3.1. Cañería de Producción

En este caso se evaluó la susceptibilidad a la ocurrencia de corrosión bajo tensiones, teniendo en cuenta la evolución de H_2S en el fluido anular^{7, 8}, detectada a través del programa de monitoreo en curso, e inducida por el desarrollo de bacterias reductoras de sulfato. Para ello se analizaron aquellos factores de incidencia en el mecanismo bajo estudio (Figura 15), estimando cuantitativamente lo siguiente:

- Perfiles de pH, presión parcial de H_2S y temperatura a lo largo de la entre-columna (Figura 16), como parámetros de tendencia al inicio y desarrollo de SSC (Sulphide Stress Cracking).
- Distribución de esfuerzos a lo largo de la cañería, para definir los segmentos potencialmente críticos⁹ (Figura 17).

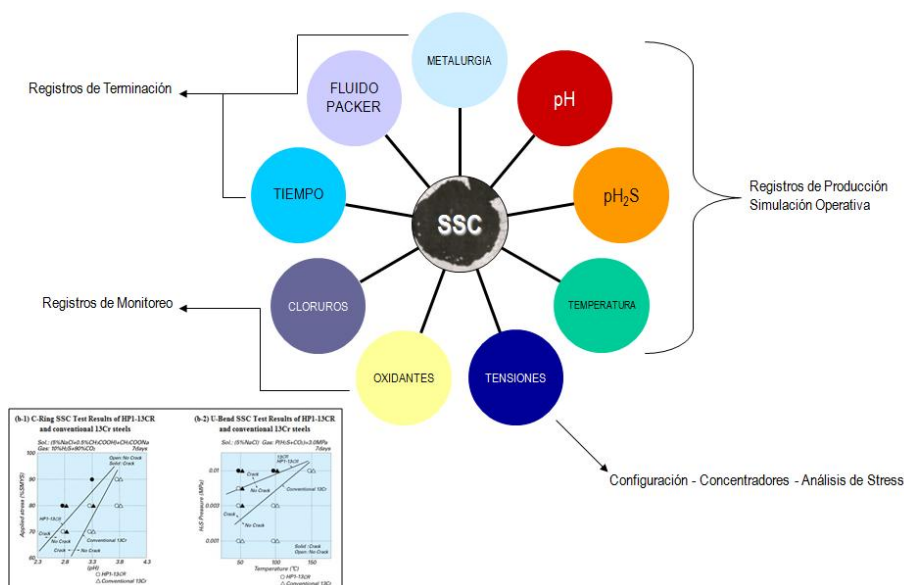


Figura 15. Factores de incidencia en el inicio y propagación de SSC.

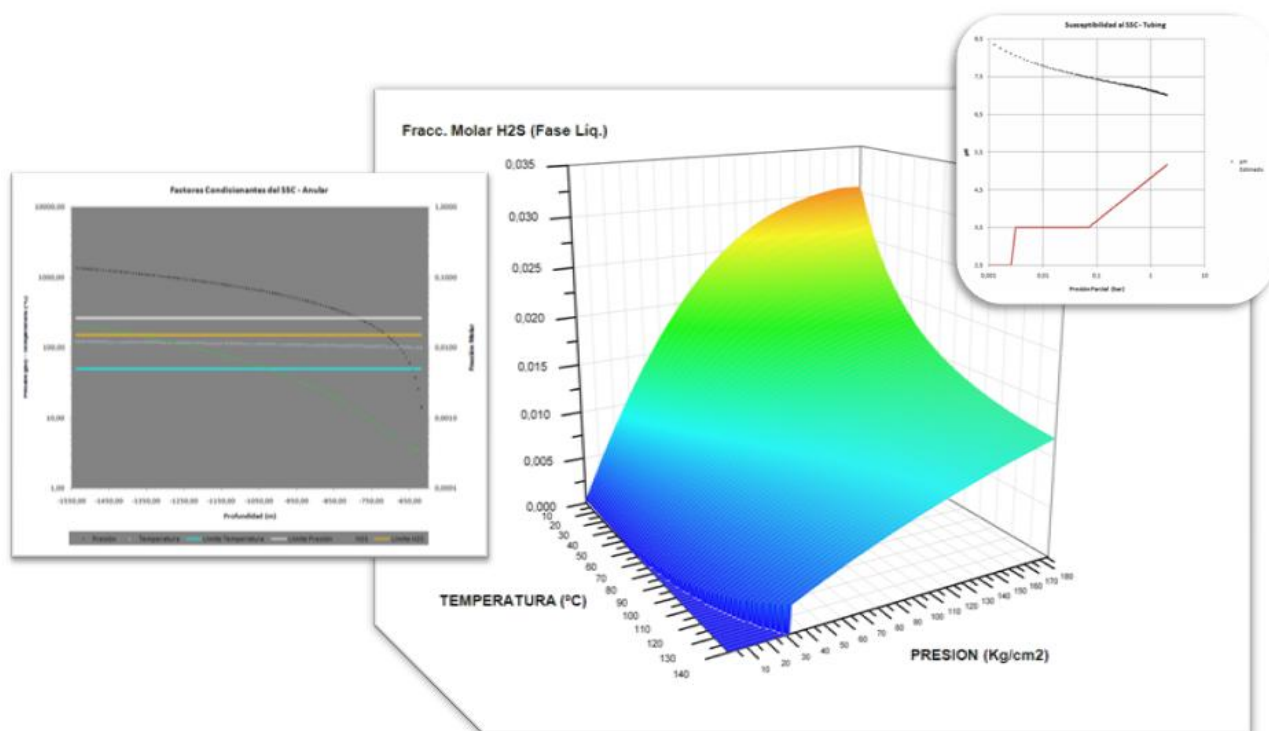


Figura 16. Factores de proceso, condicionantes de la susceptibilidad al SSC.

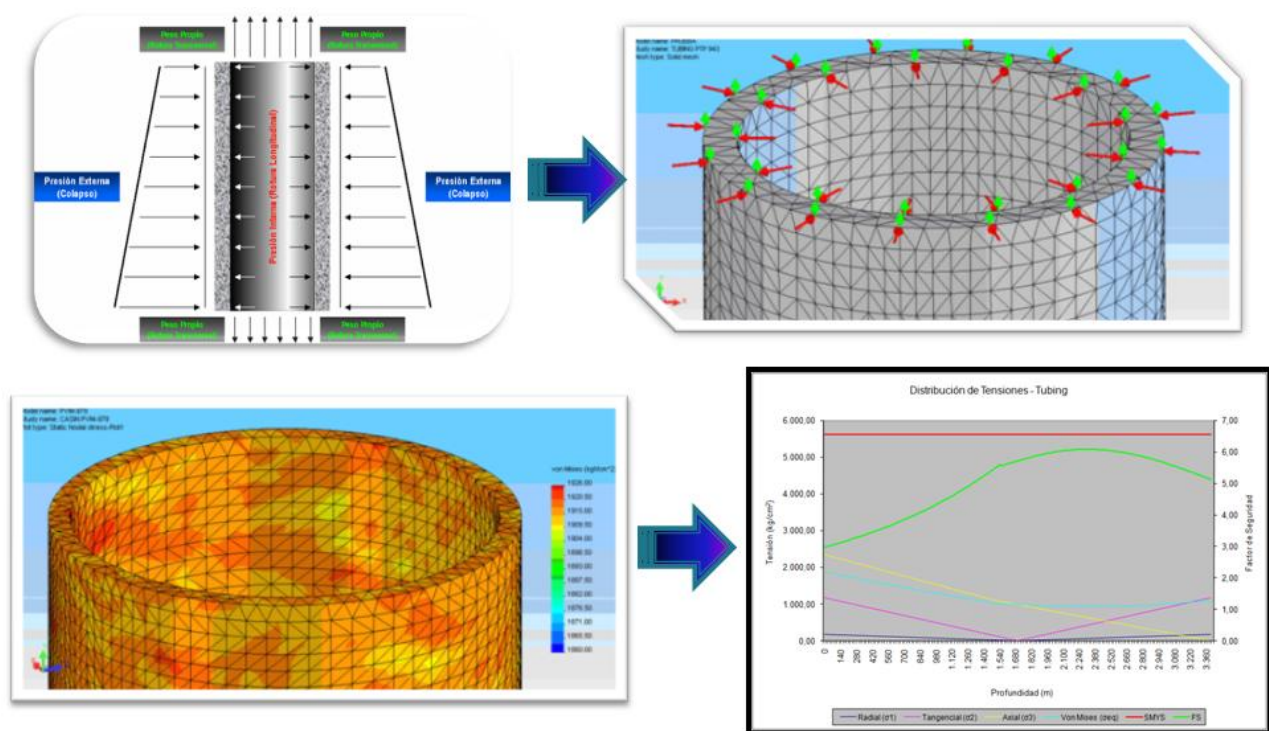


Figura 16. Cálculo de esfuerzos a lo largo de la cañería de producción.

3.3.2. Cañería de Encamisado

Considerando que este componente contaba con registros de inspección interna por herramienta de flujo magnético de alta resolución, la evaluación de aptitud fue dirigida hacia la determinación de la resistencia remanente del tubular, frente a las solicitaciones actuantes, incorporando la proyección asociada a la pérdida de espesor sectorizada (Figura 17 – izquierda). Para ello se llevó a cabo un análisis sustentado en dos métodos complementarios:

- Cálculo analítico: utilizado para estimar conservadoramente la distribución de resistencia remanente a lo largo del tubular (Figura 17 – derecha abajo).

- Cálculo numérico: utilizado para calcular en detalle los esfuerzos localizados en sectores clasificados como críticos (Figura 17 – derecha arriba).

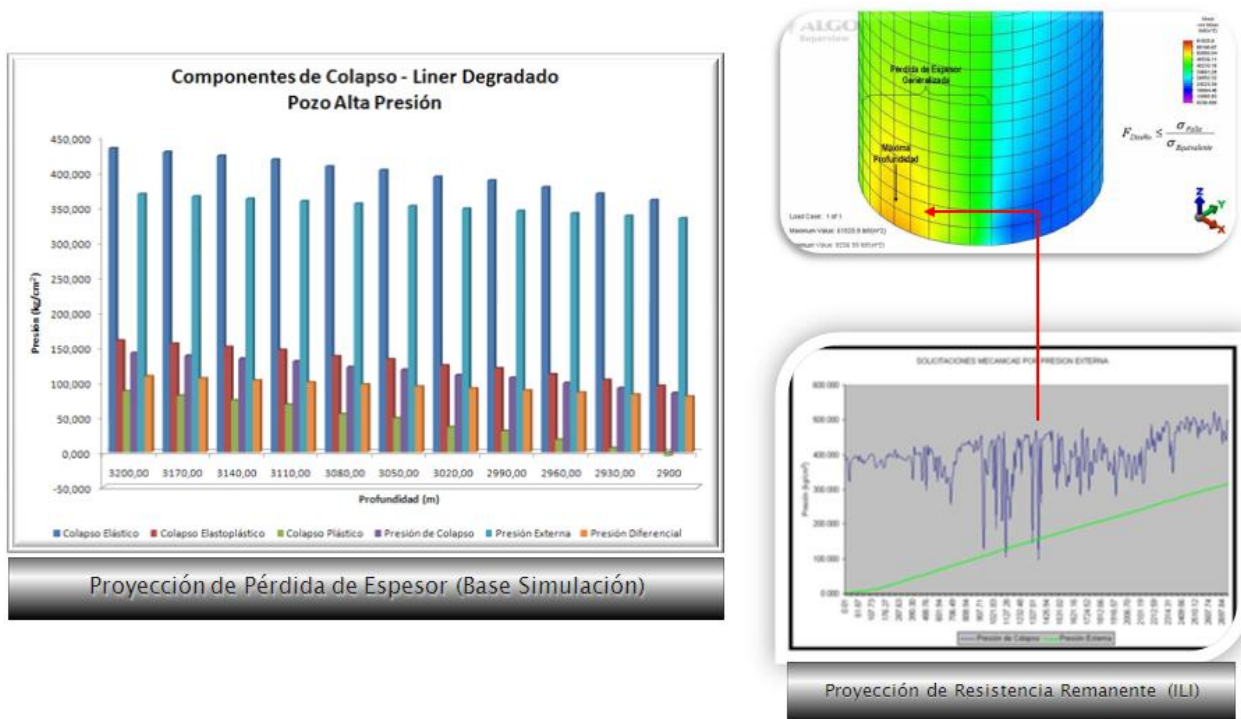


Figura 17. Análisis de aptitud de la cañería de encamisado.

3.3.3. Riesgo: Distribución Segmentada y Planes de Mitigación

A partir del análisis individual de cada tubular, se llevó a cabo una estimación segmentada de riesgo, frente a los mecanismos de daño considerados. En la Figura 18 se resumen los resultados de la estimación efectuada, utilizados como base para la formulación de los planes de mitigación, resumidos en la Figura 19.

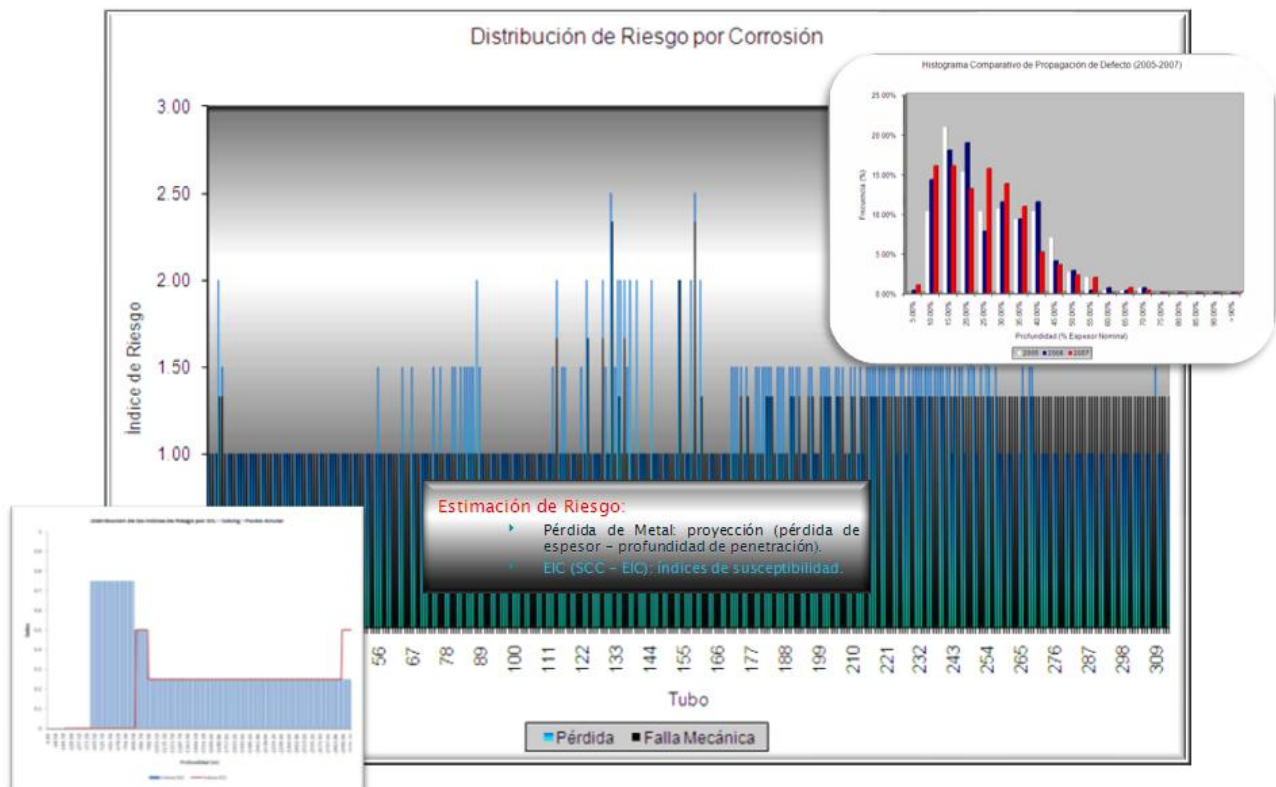


Figura 18. Distribución de índices de riesgo, por segmento y mecanismo de daño.

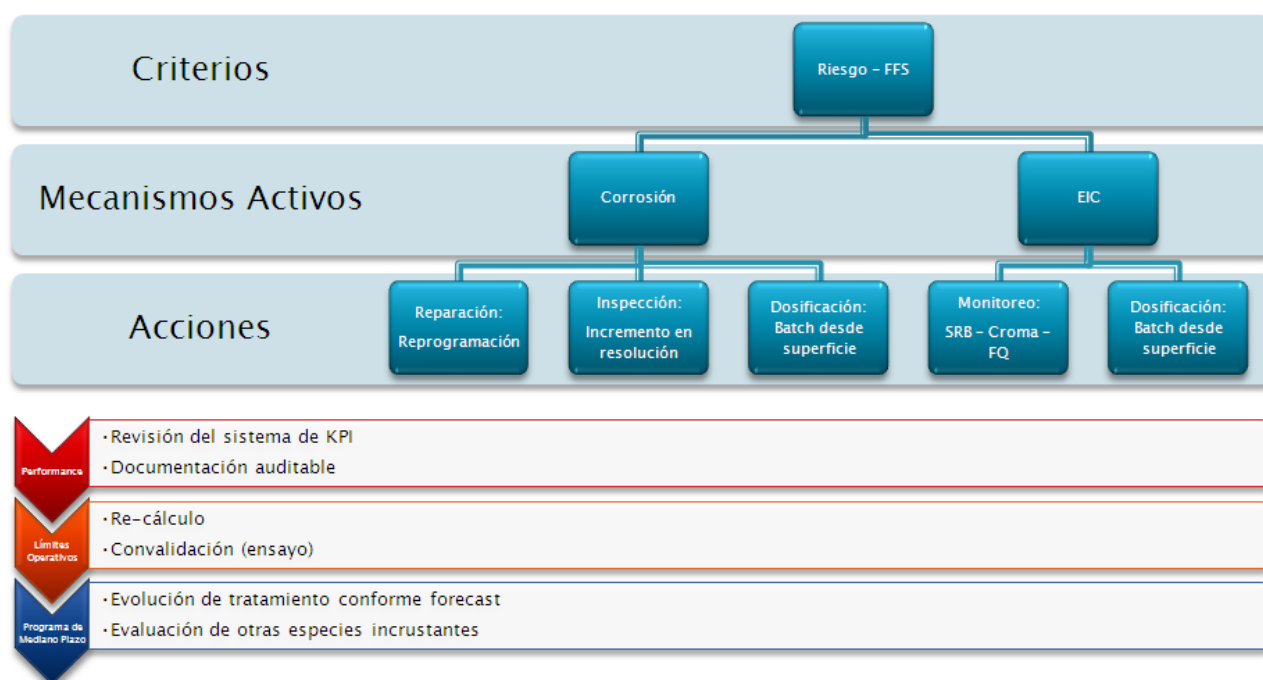


Figura 19. Resumen de los planes basados en riesgo.

3.4. Intervención: Tratamiento

Uno de las tácticas de mayor incidencia en la reactivación de producción de pozos afectados por la formación de incrustaciones es el denominado “tratamiento ácido”, representado en la práctica por la inyección de una solución ácida a través de la cañería de producción, hasta el sector potencialmente sujeto a la formación de incrustaciones.

En el caso bajo estudio, la evaluación de impacto del tratamiento ácido se fundamenta en la estimación de posibles daños futuros, posiblemente originados en la exposición del material de la cañería de producción del pozo a un fluido de tratamiento y a condiciones de proceso para los cuales no fue diseñada. Las condiciones a evaluar son las siguientes:

- Proceso normal del pozo (operación – fluido): condiciona la integridad de la cañería en el mediano y largo plazo.
- Proceso de tratamiento (operación - fluido): introduce iniciadores de mecanismos y defectos, a través de dos efectos combinados: a) efecto electroquímico y b) efecto mecánico.

La Figura 20 ilustra un esquema resumido en el cual se representan las oportunidades de mejora, identificadas por la Operación, junto con el plan de evaluación, sustentado en dos enfoques complementarios:

- Enfoque analítico: dirigido a la simulación (operativa – mecanismos) y evaluación de alternativas de tratamiento.
- Enfoque experimental: focalizado en la solución de tratamiento y en la evaluación de comportamiento electroquímico.

3.4.1. Tratamiento Original: Método y Factores de Incidencia en la Corrosión

El tratamiento original se llevaba a cabo en tres etapas sucesivas, por medio de la técnica de “coiled tubing”^{10, 11} (Figura 21). En todos los casos, se utilizaba como solución de trabajo una mezcla de ácido clorhídrico, inhibidor de corrosión, surfactante y aditivo^{12, 13}. Considerando el método de inyección y la composición de la solución, es posible identificar los siguientes factores de incidencia en potenciales mecanismos de daño:

- Composición de la solución: la componente dominante es el pH, resultante de la elevada concentración de HCl.
- Tiempo de exposición: como iniciador o estabilizador de defectos, considerando que todos los mecanismos de corrosión localizada requieren períodos de inducción.

- Acción mecánica: la técnica de “coiled tubing” conlleva el riesgo de posible daño mecánico sobre la película superficial protectora, generando sitios preferenciales para el desarrollo de corrosión localizada¹⁴.
- Condición operativa: la eficiencia máxima del tratamiento se produce bajo condiciones estáticas (pozo cerrado), lo cual favorece la disolución de depósitos y la ocurrencia de corrosión localizada.

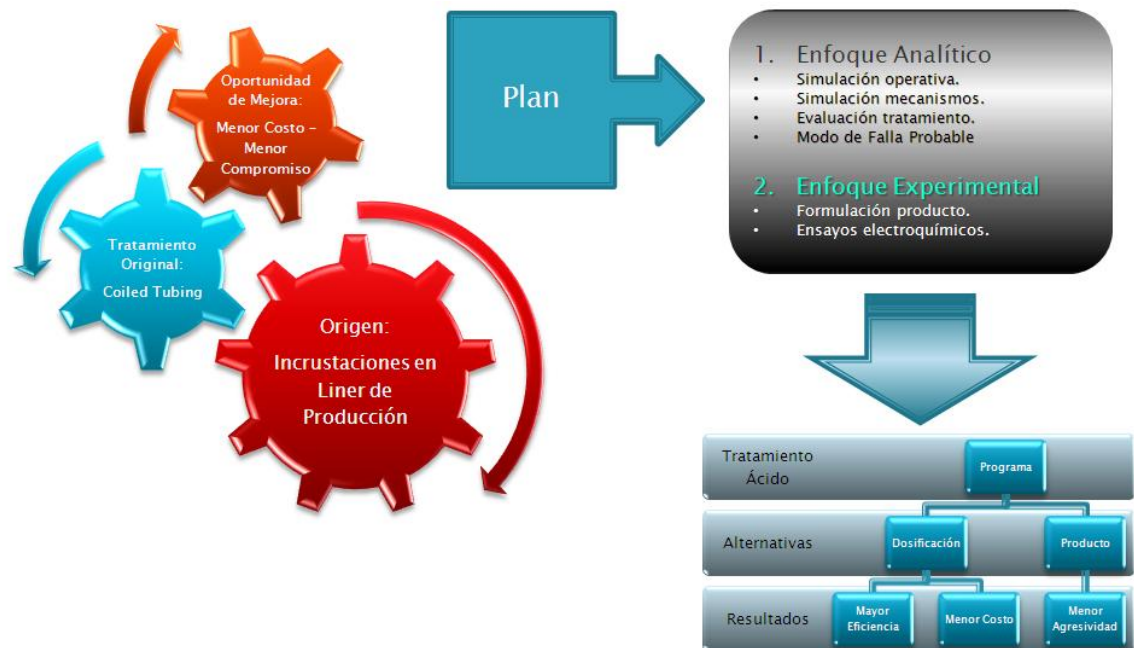


Figura 20. Oportunidades de mejora y plan de evaluación de tratamiento ácido.

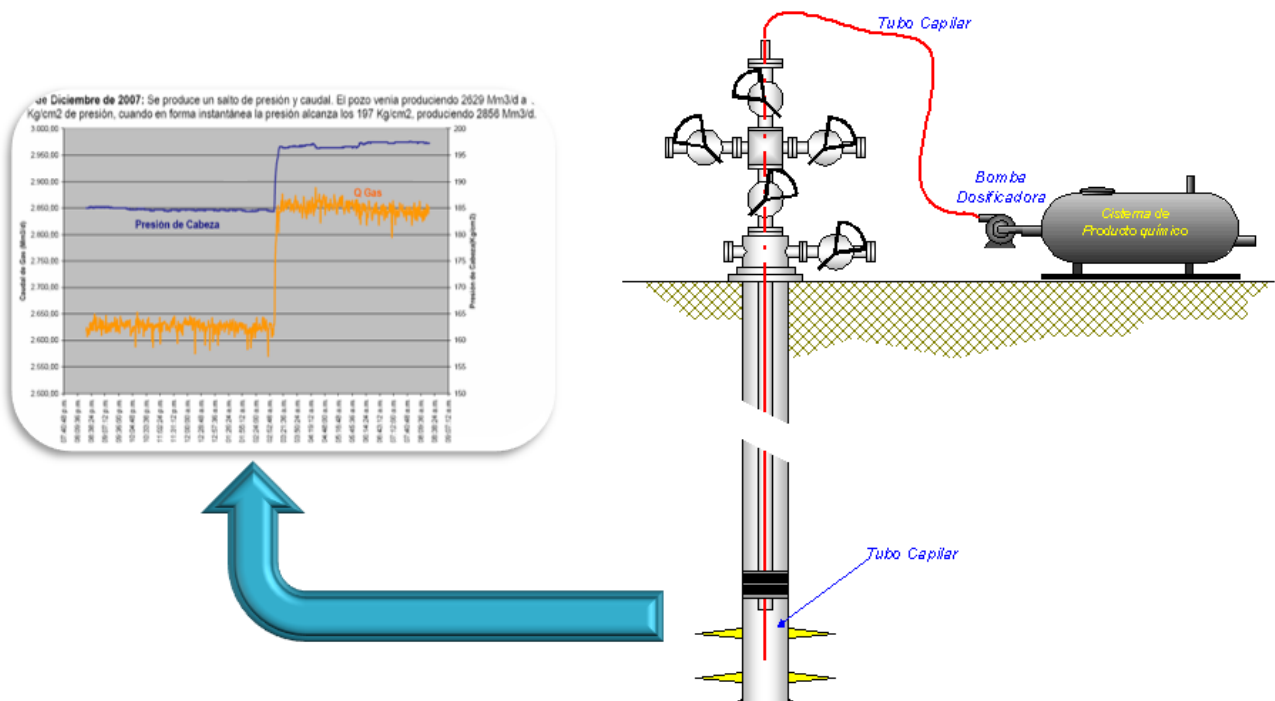


Figura 21. Método original de tratamiento.

3.4.2. Enfoque Analítico

3.4.2.1. Mecanismos de Daño

Los mecanismos de daño potencialmente activos son los siguientes:

- Corrosión generalizada: posible bajo condiciones de tratamiento ácido.

- **Picado:** posible tanto bajo condiciones normales¹⁵ como de tratamiento (Figura 22).
- **Crevice:** posible tanto bajo condiciones normales como de tratamiento, en sectores susceptibles por factores geométricos¹⁶ (uniones roscadas, acoples).
- **Daño Mecánico:** posible en aquellos sectores dañados mecánicamente por la técnica de “coiled tubing”, de incidencia en el mediano y largo plazo.

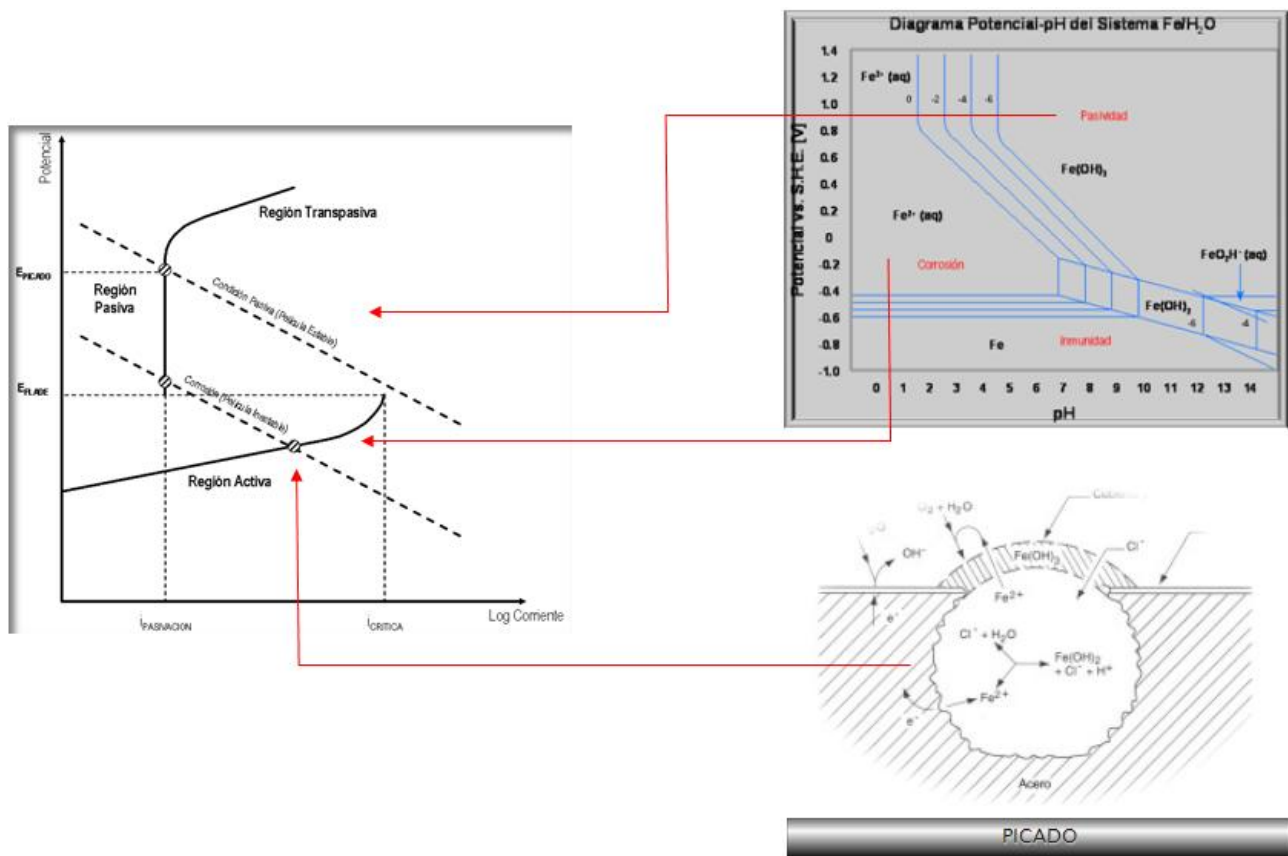


Figura 22. Mecanismo de picado, por ruptura localizada de la película superficial.

3.4.2.2. Incidencia de Defectos

Como paso preliminar a la evaluación de alcance y severidad de mecanismos de daño, se analizó el comportamiento mecánico resultante de la eventual presencia de defectos inducidos por el pasaje del “coiled tubing”. Para ello se evalúan dos componentes (Figura 23):

- Componente circunferencial: resultante de la presión interna y de defectos de orientación axial.
- Componente axial: resultante del peso propio y de defectos de orientación circunferencial.

3.4.2.3. Comportamiento de Acoples Roscados

Las tuberías fabricadas con L-80 requieren el uso de conexiones Premium, cuyas características de diseño son las siguientes:

- **Forma:** los ángulos de carga y flanco se alteran para incrementar la resistencia a cargas complejas y se ajustan las tolerancias de mecanizado y paso, para reducir la interferencia, mejorar la distribución de presión de roscado y reducir la tensión máxima.
- **Estructura de sellado:** se incorporan sellos especiales, incrementando la estanqueidad hasta alcanzar la presión de flujo de la cañería.
- **Tope de torsión:** se incorpora para evitar la aplicación de momento excesivo, controlar la fricción e interferencia de rosca y sello.
- **Transición cupla-tubería:** para evitar turbulencia excesiva (erosión y erosión-corrosión).

Durante las operaciones de montaje y servicio, las roscas de cañerías de conducción están sujetas a sollicitaciones complejas, incluyendo esfuerzos axiales, presión interna, flexión y torsión. Por consiguiente y con el objetivo de asegurar su eficiencia mecánica, las conexiones Premium se diseñan por métodos computacionales. La distribución de tensión equivalente (Von Mises), obtenida por simulación de contacto metal-metal (rosca) y metal-sello, se usa como parámetro de evaluación del procedimiento de montaje, nivel de interferencia de la rosca y eficiencia del sellado. El aseguramiento de la integridad durante el montaje se

logra verificando la distribución de tensiones, resultante de cambios sucesivos en la geometría de la rosca (optimización convergente). Por consiguiente, la inducción de corrosión localizada en las superficies de contacto puede producir desviaciones considerables en la distribución de esfuerzos, generando concentradores indeseables (Figura 24).

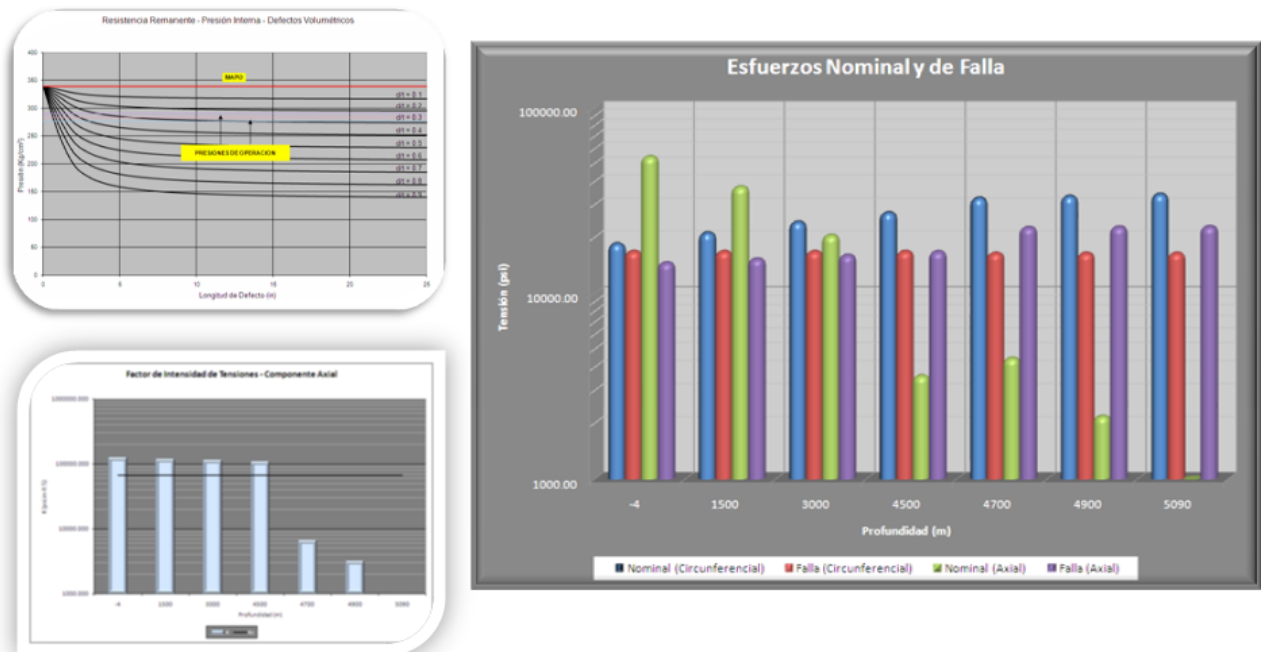


Figura 23. Componentes nominal y de falla, esfuerzos circunferencial y axial.

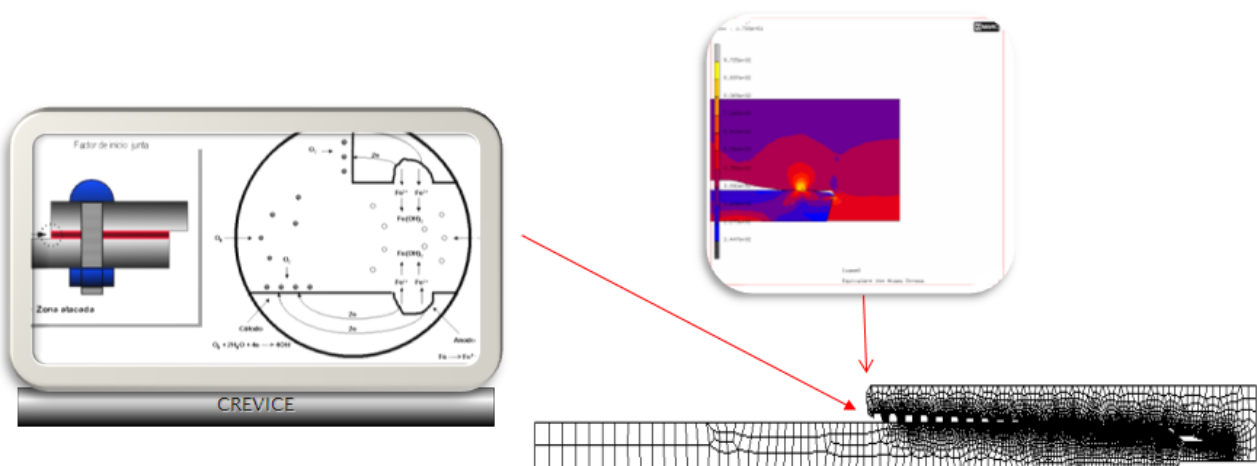


Figura 23. Incidencia potencial del crevice en uniones roscadas.

3.4.2.4. Alcance y Severidad

Como corolario de la fase analítica, se evaluaron el alcance y severidad del daño eventual por corrosión, bajo tres condiciones:

- Operación normal.
- Tratamiento original, por “coiled tubing”.
- Tratamiento alternativo, por desplazamiento.

En este inciso se evalúa el alcance y severidad de los mecanismos de daño potencialmente activos, bajo tres condiciones distintas:

- Operación normal: los mecanismos activos principales son el picado y el crevice, principalmente en la zona inferior de la cañería.
- Tratamiento químico por “coiled tubing”: se incorporan los factores por eventual daño mecánico e incremento exponencial en la tasa de corrosión generalizada, por incidencia del pH en la zona de tratamiento.

- Tratamiento químico por desplazamiento: se produce un incremento en el alcance, ya que la solución de tratamiento recorrería toda la extensión de la cañería de conducción, permaneciendo en contacto con el metal durante lapsos de tiempo distintos, dependiendo del procedimiento de bombeo establecido.

Para cuantificar la severidad en cada caso, se consideraron como parámetros a la velocidad de corrosión (mecanismo generalizado) y al índice de picado (mecanismo localizado), comparativamente evaluados frente a límites dependientes del material y de la expectativa de vida en servicio (Figura 24).

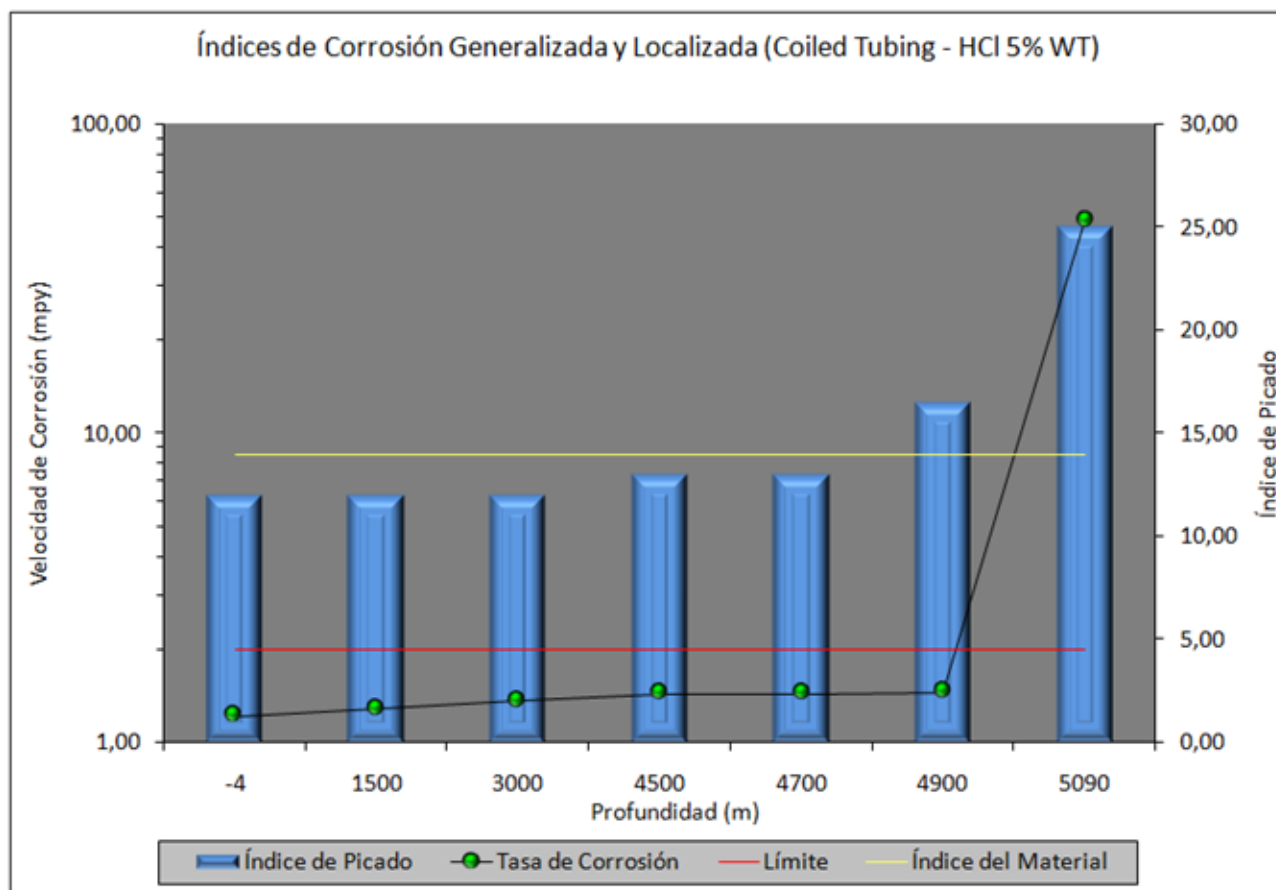


Figura 24. Evaluación de severidad de daño por corrosión, tratamiento por “coiled tubing”.

3.4.3. Enfoque Experimental

3.4.3.1. Condiciones de Ensayo

Las condiciones de ensayo son las siguientes:

- Material: acero inoxidable martensítico.
- Soluciones de tratamiento: ácido orgánico e inorgánico, con inhibidor de corrosión.

Como técnicas de ensayo se utilizaron las siguientes^{17, 18}:

- Corriente alterna: impedancia electroquímica (EIS).
- Corriente continua: polarización potenciodinámica y resistencia de polarización (RP).

3.4.3.2. Resultados

En la Tabla 1 se resumen los parámetros obtenidos a partir de los ensayos de EIS, cuyas curvas se ilustran en la Figura 25. A partir de estos resultados es posible inferir lo siguiente:

- Velocidad de corrosión: en términos de la solución de ácido inorgánico, se verifica un incremento significativo al superar la barrera del 10% (un orden de magnitud). En términos comparativos, la diferencia entre la solución de ácido orgánico e inorgánico oscila entre un factor de 4 (solución diluida) y 160 (solución concentrada).
- Comportamiento: la solución de ácido inorgánico exhibe comportamiento capacitivo-inductivo, lo cual indica que la estabilidad de la película superficial es relativa. La solución de ácido orgánico exhibe comportamiento puramente capacitivo, convalidando la estabilidad de la película protectora.

Producto	$R_s/\Omega\text{ cm}^2$	$Y_{\text{frec}}/\Omega^{-1}\text{ cm}^2\text{ s}^{-1}$	n	$R_f/\Omega\text{ cm}^2$	L1
HCl 15% aditivado	0.42 ± 0.19	$1.97 \cdot 10^{-4} \pm 1.1 \cdot 10^{-5}$	0.475 ± 0.04	94.07 ± 3.5	13.9 ± 1.12
HCl 10% aditivado	0.43 ± 0.12	$5.410^{-5} \pm 4.4 \cdot 10^{-6}$	0.54 ± 0.01	149.7 ± 5.15	3.18 ± 0.36
HCl 5% aditivado	0.49 ± 0.11	$9.53 \cdot 10^{-6} \pm 2.09 \cdot 10^{-6}$	0.65 ± 0.02	1360 ± 11.7	0.24 ± 0.1
Ácido orgánico aditivado	45.29 ± 0.55	$4.5510^{-6} \pm 1.21 \cdot 10^{-6}$	0.84 ± 0.004	4780 ± 65	-

Tabla 1. Resultados obtenidos a partir de los ensayos de EIS.

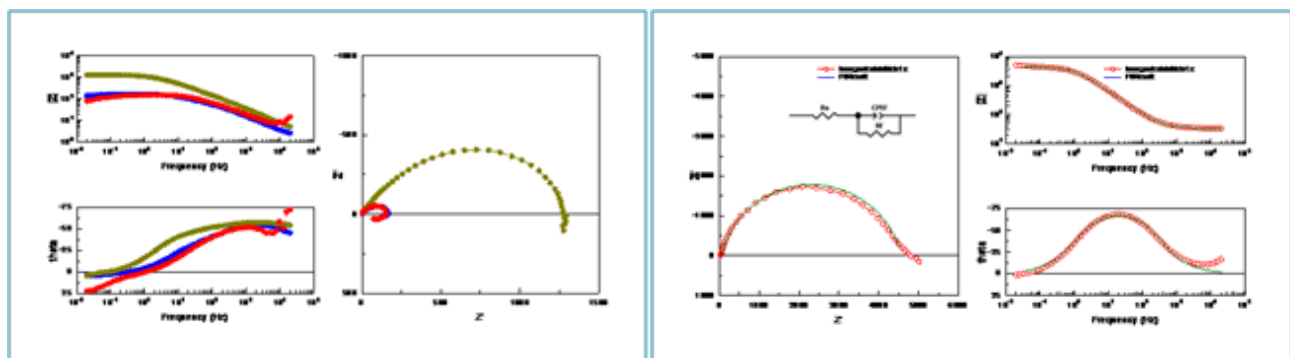


Figura 25. Curvas resultantes de los ensayos de EIS.

En la Tabla 2 se resumen los parámetros obtenidos a partir de los ensayos de corriente continua, cuyas curvas se ilustran en la Figura 26, junto con las mediciones de pH. A partir de estos resultados es posible inferir lo siguiente:

- Velocidad de corrosión: en términos de la solución de ácido inorgánico, se verifica un incremento significativo al superar la barrera del 10% (un orden de magnitud). En términos comparativos, la diferencia entre la solución de ácido orgánico e inorgánico oscila entre un factor de 2 (solución diluida) y 122 (solución concentrada).
- Comportamiento: no se verifican diferencias apreciables en los potenciales de reposo ni en las pendientes de Tafel.

Producto	pH	$E_{\text{CORROSIÓN}} [\text{V}]$	β	$R_p [\Omega\text{ cm}^2]$	$i_0 [\text{A cm}^{-2}]$	$V_{\text{CORROSIÓN}} [\text{mpy}]$
Ácido orgánico aditivado	1.90	-0.444	38.0	4522.0	$8.4 \cdot 10^{-6}$	3.4
HCl 15% aditivado	0.05	-0.334	50.5	29.6	$1.7 \cdot 10^{-5}$	401.0
HCl 10% aditivado	0.64	-0.338	25.0	155.9	$1.6 \cdot 10^{-4}$	73.4
HCl 5 % aditivado	0.70	-0.325	21.3	1530.0	$1.4 \cdot 10^{-5}$	6.4

Tabla 2. Resultados obtenidos a partir de los ensayos de corriente continua y mediciones de pH.

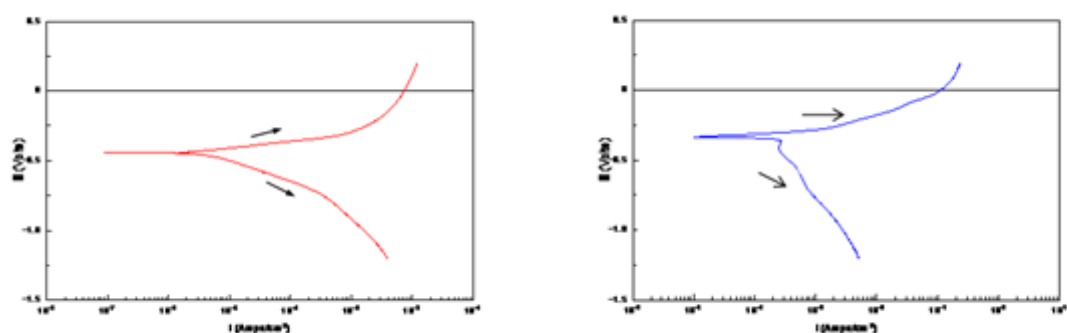


Figura 26. Curvas de polarización: ácido orgánico (izquierda) y ácido inorgánico (derecha).

3.4.4. Tratamiento Alternativo

Considerando los resultados combinados de las evaluaciones analítica y experimental, como alternativa de tratamiento se formuló un programa de batch, aplicado por desplazamiento, bajo las siguientes premisas:

- Fluido de empuje: CO₂ en estado líquido (súper crítico).
- Fluido de tratamiento: solución de ácido orgánico inhibido.
- Condición de tratamiento: pozo cerrado, durante un lapso de 60 minutos.

La prueba inicial de tratamiento con este método alternativo dio como resultado un incremento del 17% en el caudal de gas del pozo afectado por incrustaciones, evitando los riesgos asociados al eventual daño mecánico de la superficie de la cañería de conducción y a la inducción de elevadas tasas de corrosión localizada, ocasionadas por fluidos de tratamiento agresivos.

3.5. Intervención: Fallas en Servicio

A título de cierre, en este inciso se presenta un análisis de falla efectuado sobre componentes pertenecientes a las instalaciones de superficie de un pozo productor de gas de alta presión, severamente afectados por erosión-corrosión. Uno de los factores relevantes de este análisis es que fue de carácter preventivo, surgiendo a partir de un programa de inspección implementado por la Operación, que permitió detectar los componentes dañados, previa ocurrencia de la falla. En la Figura 27 se ilustran las instalaciones inspeccionadas y el componente extraído para efectuar un análisis destinado a formular acciones mitigativas de alcance a piezas sometidas a condiciones similares.

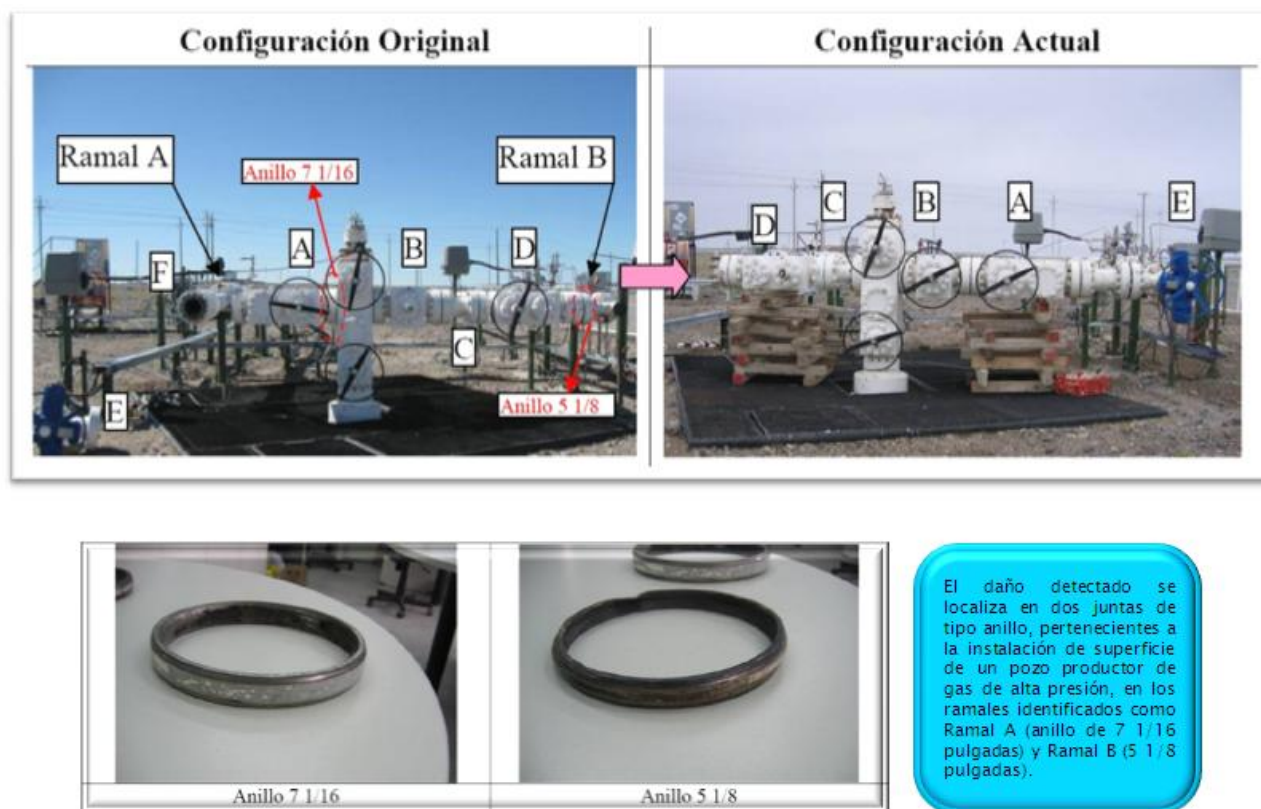


Figura 27. Detalle de instalaciones y componentes severamente dañados.

3.5.1. Análisis de las Muestras

En primera instancia, se analizaron las muestras extraídas, en términos morfológicos y dimensionales, con el objetivo de cuantificar el grado de daño, estimar las tasas medias de pérdida de metal e identificar los mecanismos de daño principales (Figura 28). Como resultado de esta evaluación, fue posible inferir lo siguiente:

- Las juntas analizadas presentan, en la zona de falla, evidencia de erosión-corrosión severa (componente corrosiva carbónica), de orientación variable, inducida por la sinergia resultante del fluido agresivo y de la turbulencia asociada al cambio direccional que se produce en cabeza de pozo.
- La junta perteneciente al Ramal B presenta pérdida de metal parcial en toda la circunferencia, mientras que la junta perteneciente al Ramal A presenta pérdida de metal apreciable, localizada en dos sectores de aproximadamente 70 ° y 55 ° de arco.

- La profundidad de pérdida de metal oscila entre el 1 % y el 61 % del espesor, medido en dirección radial.
- Para un espesor de recubrimiento promedio equivalente a 100 micrones, la velocidad de pérdida de metal en el acero oscila entre 1 mpy y 48 mpy.
- En el caso del recubrimiento, la velocidad de pérdida de metal oscila entre 1 mpy y 4 mpy.

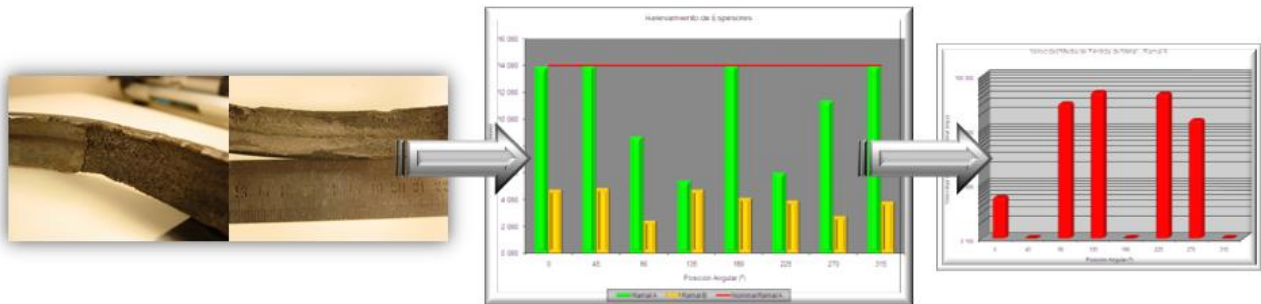


Figura 28. Análisis morfológico y dimensional de muestras extraídas.

3.5.2. Análisis del Material: Base y Recubrimiento

Considerando que las piezas extraídas estaban recubiertas por una película de zinc, se llevó a cabo un análisis combinado de muestras transversales de cada componente^{19, 20}, midiendo lo siguiente (Figura 29):

- Composición química del metal base, recubrimiento y productos de corrosión (EDX).
- Espesor del recubrimiento (SEM).
- Fases del recubrimiento (micro-dureza).

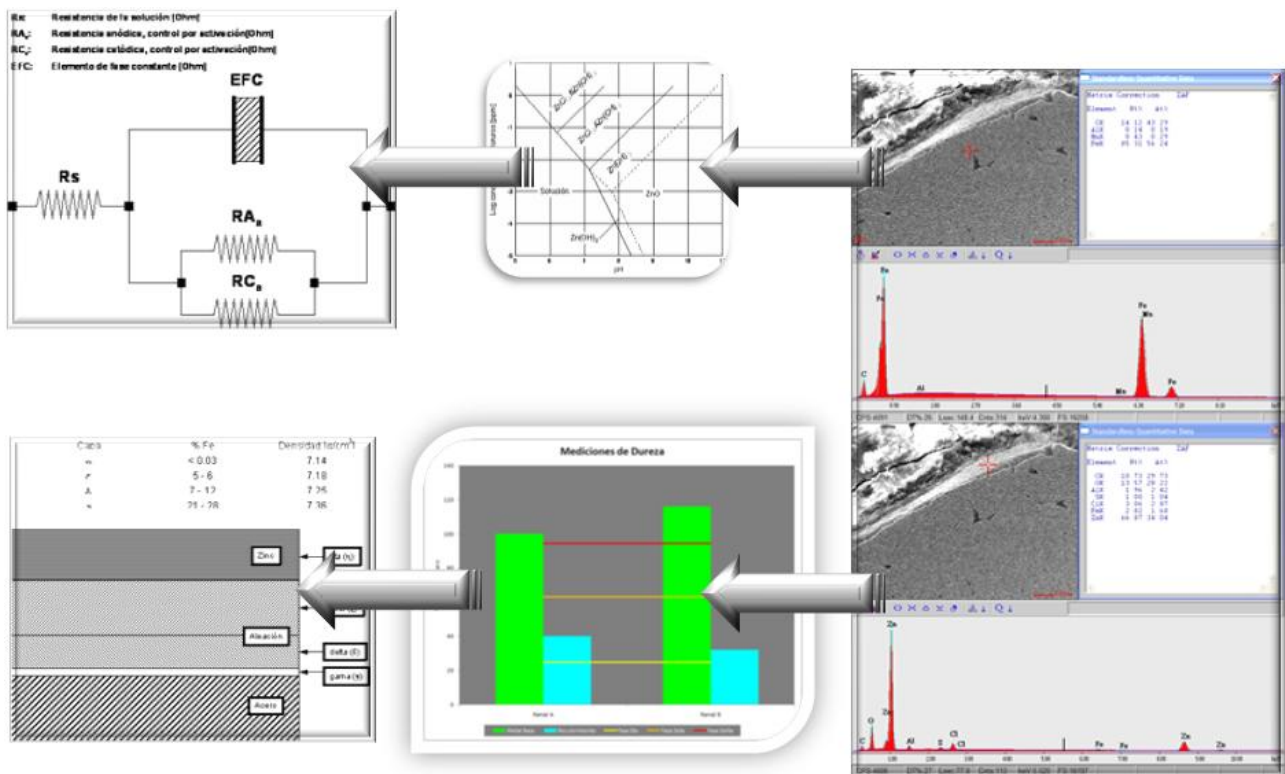


Figura 29. Caracterización del recubrimiento de zinc: composición (arriba) y fases (abajo).

3.5.3. Mecanismo de Daño

El mecanismo de daño dominante más probable es el de erosión-corrosión, con componente corrosiva carbónica, inducida por la incidencia de los siguientes factores: a) agresividad del fluido de trabajo (pH); b) condición operativa (presión parcial, temperatura y velocidad de flujo); c) geometría en los ramales afectados, conducente a turbulencia elevada (cambio direccional y/o de sección). La acción sinérgica del fluido, operación y geometría resultó en el desarrollo del mecanismo de daño observado, cuya severidad promovió la ocurrencia de la pérdida de metal detectada, en un período de tiempo de 8 años.

4. Conclusiones

En función de los resultados presentados en cada uno de los elementos desarrollados, es posible concluir lo siguiente:

- 4.1. La gestión de integridad de pozos, concebida como un proceso continuo y vigente durante todo el ciclo de vida, permite garantizar la operación segura de cada uno de los componentes que conforman la instalación, si está adecuadamente sustentada en herramientas de análisis y evaluación, y en tácticas de monitoreo, inspección y mitigación, cuya implementación sea medible y actualizable en el tiempo.
- 4.2. La conformación del proceso de diseño sustentado en métodos predictivos que combinan la simulación de procesos y de mecanismos de degradación, contribuye significativamente a verificar decisiones relacionadas con la definición de materiales, configuraciones, dimensiones y programas iniciales de aseguramiento, habilitando el empleo de soluciones de compromiso, bajo escenarios de riesgo calculado.
- 4.3. Es posible garantizar la operación segura de todos y cada uno de los componentes sometidos a solicitudes y eventualmente expuestos a la acción de mecanismos de daño, siempre y cuando la gestión de integridad esté alineada con los objetivos operativos, a través de las siguientes premisas: a) cada escenario de producción debe identificarse claramente y analizarse en términos de solicitudes y amenazas; b) las tácticas de aseguramiento deben contemplar una combinación de métodos y tecnologías específicas para cada hipótesis operativa posible; c) el proceso de implementación de los planes de inspección, monitoreo y mitigación debe incorporar un procedimiento de medición de resultados y revisión de tácticas y objetivos.
- 4.4. Las operaciones de intervención en pozos productores de gas, con objetivos de inspección, reparación y tratamiento, deben evaluarse cuidadosamente por medio de métodos cuantitativos, analizando su impacto sobre componentes críticos y determinando los riesgos de daño permanente en el mediano y largo plazo. En el caso particular presentado en este trabajo, el análisis de aptitud y riesgo, efectuado para dos alternativas de tratamiento ácido, permitió la selección del método óptimo, con impacto positivo sobre la producción, decremento en el riesgo de introducir daños irreversibles en tubulares y optimización del costo operativo.
- 4.5. Considerando la consecuencia asociada a la falla de componentes pertenecientes a pozos productores de alta presión, afectados por mecanismos de daño, la combinación entre inspección preventiva y el uso de técnicas experimentales para caracterización de materiales y mecanismos de degradación, constituye una táctica eficiente para prevenir fallas en servicio, con alcance múltiple en sistemas homólogos, contribuyendo a evitar los costos imprevistos por diferimiento y los daños sobre personal y medio ambiente.

5. Bibliografía

1. NORSOK Standard D-010, "Integridad de Pozos en Perforación y Operación".
2. J.F. Lea, H.V. Nickens y M. Wells, "Remoción de Líquido de Pozos de Gas", Elsevier Press, Primera Edición (2003).
3. C. De Waard, U. Lotz y D.E. Milliams, "Modelo Predictivo para la Corrosión por CO₂ en Cañerías de Gas Natural Húmedo", Corrosión, 47 (1991).
4. E.S. Venkatesh, "Daño por Erosión en Pozos de Gas y Petróleo", SPE, Billings, MT (1986).
5. A. Keating y S. Nesic, "Predicción de Erosión-Corrosión Bifásica en Codos", CSIRO Melbourne, Australia (1999).
6. S.J. Svedeman y K.E. Arnold, "Criterios para Dimensionamiento de Cañerías de Conducción bajo Flujo Multifásico y Servicio bajo Erosión-Corrosión", SPE, Houston (1993).
7. NACE Standard MR0175, "Materiales Metálicos Resistentes al SSC para Uso en Equipamiento de Yacimiento".
8. EFCP N° 17, "Reporte sobre Aleaciones Resistentes a la Corrosión para la Producción de Gas y Petróleo: Guía para Requerimientos Generales y Métodos de Ensayo en Servicio con H₂S" (1996).
9. O. Buck y R. Ranjan, "Revisión del Modelo CTOD bajo Condiciones de Corrosión bajo Tensiones", The Metallurgical Society (1986).
10. H.R. Wesson, "Diseño e Instalación de Sarta Velocidad-Sifón para Coiled Tubing", Houston (1993).
11. J. A. Campbell y K. Bayes, "Instalación de Cañería de 2^{7/8} de pulgada para Coiled Tubing en Pozos Activos de Gas", OTC 7324, Houston (1993).

12. C. Crowe, S.B. McConell, J.J. Hinkel y K. Chapman, "Inhibición de Incrustaciones en Pozos", SPE 27996, Oklahoma (1994).
13. P. Webb, T.A. Nistad, B. Knapstad, P.D. Ravenscroft e I.R. Collins, "Aspectos Técnicos y Económicos de un Método de Dosificación Revolucionario de Inhibidor de Incrustación para Pozos Fracturados y Empaquetados con Grava: Análisis Comparativo de Aplicaciones Onshore y Offshore Submarinas", SPE 39451, Louisiana (1998).
14. Y.C. Lu y M.B. Ives, "Factores Críticos en la Corrosión Localizada II", PV 95-15, The ECS Proceeding Series, Pennington, NJ (1996).
15. J. R. Galvele y S.M. De Micheli, "Corrosión Localizada" Journal of the Electrochemical Society, Vol. 10 (1970).
16. J.W. Oldfield y W.H. Sutton, "Corrosión por Rendija de Aceros Inoxidables", British Corrosion Journal, Vol. 13, No. 1 (1978).
17. J.A. Bard y L.R. Faulkner, "Métodos Electroquímicos: Fundamentos y Aplicaciones", John Wiley and Sons, New York, (1980).
18. S.C. Krancy A.A. Sagués, "Impedancia Electroquímica: Análisis e Interpretación," ASTM STP 1188, ASTM, Philadelphia (1993).
19. X. G. Zhang, "Corrosión Galvánica del Zinc y sus Aleaciones", Journal of the Electrochemical Society, Vol. 143, N° 3 (1996).
20. GA, "Espesor de Recubrimientos de Zinc", Galvanizers Association, Londres, (1986).