

Técnicas Avanzadas para la Evaluación de Aptitud para el Servicio y Vida Remanente de Instalaciones de Pozos No Convencionales

¹J.P.Rossi, ²A.Pellicano

¹ Sintec S.A. – Colón 3083 8° - Mar del Plata – Bs. As. – Argentina – jprossi@sintecsa.com.ar

² Sintec S.A. - Colón 3083 8° - Mar del Plata – Bs. As. – Argentina – apellicano@sintecsa.com.ar

1. Sinopsis

El aseguramiento y gestión de integridad de pozos, incluyendo tubulares y armaduras en servicio, constituye uno de los factores de mayor impacto en el negocio de operaciones no convencionales, considerando tanto su inversión inicial como su ciclo de vida. El desarrollo industrial de técnicas combinadas, para el análisis simultáneo de mecanismos de daño e integridad, concebidas para satisfacer demandas operativas y asegurar márgenes de riesgo, ha tenido una nueva fase en pozos no convencionales, en los cuales se da una variación significativa entre los escenarios operativos de corto y mediano plazo.

Con el propósito de asegurar previsibilidad operativa, mínimo costo de diferimiento productivo y ciclo de vida compatible con la expectativa de negocio, la gestión de integridad de pozos no convencionales implica:

- Identificar mecanismos de daño que afectan activos de producción, asociando su incidencia a los escenarios operativos de corto y mediano plazo.
- Estimar proyecciones de daño que distorsionan las prestaciones de componentes sometidos a solicitudes operativas y estructurales.
- Establecer aptitud para el servicio y proyectar vida residual, como soporte para la toma de decisiones en el corto y mediano plazo.
- Formular un plan de aseguramiento compatible con la proyección de negocio del activo, para asegurar su implementación e impacto en la integridad.

Con base en este tipo de desarrollo, el presente trabajo introduce la aplicación de técnicas avanzadas de evaluación de integridad de pozos no convencionales, incorporando predictivo asociado a los pronósticos de producción, y planes optimizados, con foco en mantener aptitud, garantizar la operación segura, minimizar el riesgo y evitar fluctuaciones en el negocio. Como elementos clave de los programas formulados con soporte en la gestión de integridad de pozos, se desarrollan acciones específicas de monitoreo, inspección, mitigación y mantenimiento preventivo, asistidos por evaluación periódica de riesgo e integridad.

Palabras clave: Gestión – Integridad – Pozos – Mecanismos de Daño - Aptitud – No Convencional

2. Introducción

El presente trabajo tiene su foco en la evaluación de barreras y aseguramiento de integridad de pozos productores no convencionales, a través de la presentación de técnicas avanzadas, diseñadas para evaluar aptitud y estimar vida remanente, considerando la incidencia de parámetros de proceso y factibilidad de implementación de planes de integridad.

El uso de este tipo de herramientas, con foco preventivo y proactivo, es de importancia crítica para la Integridad de pozos no convencionales, por dos razones:

- El ciclo operativo teórico de estos pozos es de larga duración.
- Las instalaciones de este tipo de pozo son relativamente costosas.

El proceso de aseguramiento puede considerarse enmarcado por la normativa internacional¹, y las técnicas desarrolladas contemplan el ciclo de vida completo del pozo (Figura 1), incluyendo la transferencia de la documentación vinculada a cada fase, cuyos requerimientos relacionados con la integridad de las barreras de pozo están definidos por las prácticas industriales, corporativas y regulatorias.

Es necesario aclarar que los casos analizados como parte del alcance del trabajo corresponden a pozos en fase operativa, no incluyendo todas las amenazas posibles y gravitantes sobre la integridad de pozos no convencionales, sino que contemplan determinados mecanismos de degradación que fueron previamente identificados como fehacientemente activos. Por consiguiente, no se analizan determinadas amenazas previamente clasificadas como inactivas, a saber:

- Mecanismos de daño: corrosión microbiológica y formas de fisuración inducidas por el medio.
- Independientes del tiempo: daño estructural inducido por desplazamiento y/o por impacto.
- Estables en el tiempo: defectos de fabricación (aleaciones de trabajo) y montaje.

- Diseño
- Perforación
- Terminación
- Producción - Intervención
- Abandono

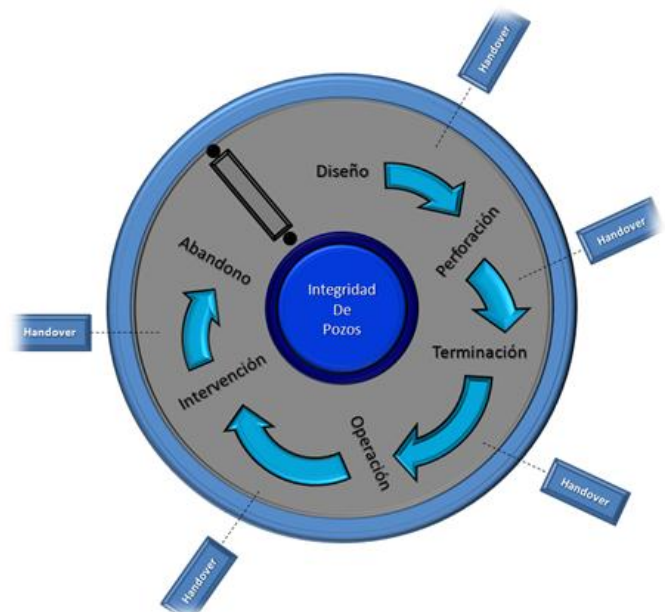


Figura 1. Fases del ciclo de vida del pozo, incluidas en el SGIP.

De la misma manera que en los pozos convencionales, las técnicas a presentar gravitan sobre la integridad de barreras primarias y secundarias (Figura 2), contemplando las siguientes etapas¹:

- Seccionamiento del pozo por elementos, para su evaluación específica: tubulares, packer, árbol de producción y piping de superficie.
- Simulación operativa y de proceso, para cuantificar los parámetros gravitantes sobre los mecanismos de daño y sobre las solicitaciones operativas.
- Evaluación de mecanismos de daño, en términos de tendencia y propagación.
- Análisis y evaluación de aptitud para el servicio y vida remanente (componentes metálicos).
- Formulación y control de planes de aseguramiento de integridad de barreras de pozo.

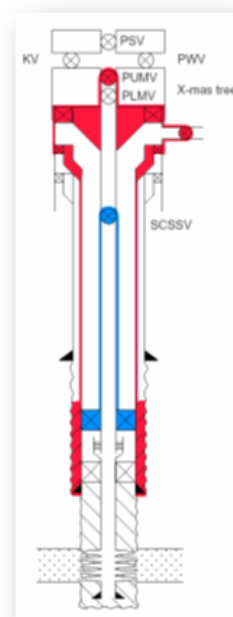
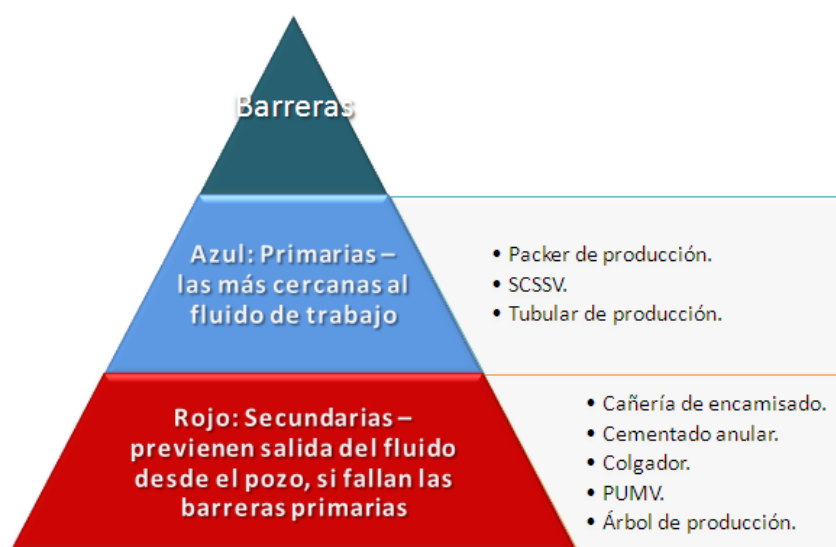


Figura 2. Ejemplo esquemático de la definición de barreras de pozo.

3. Desarrollo

3.1. Simulación Operativa

3.1.1. Conceptos Básicos

Esta fase involucra un análisis acoplado de la termodinámica y fluido-dinámica del pozo, por medio de correlaciones de caracterización de flujo multifásico². Para ello se requiere información relativamente detallada, incluyendo:

- Pronóstico-histórico de producción, necesario para evaluar la tendencia en el tiempo (Figura 3, izquierda). En el caso particular de los pozos no convencionales, es de importancia crítica caracterizar adecuadamente la fase inicial, en la cual se dan las condiciones más propicias para el inicio y propagación de mecanismos de daño por pérdida de metal.
- Ensayos de pozo: PVT y perfiles asociados a la evolución de la producción.
- Esquema de pozo: tubulares (Figura 4-a) y árbol de producción (Figura 4-b), en caso de que se incluya en el proceso de análisis.
- Propiedades del fluido de trabajo: cromatografía y análisis físico-químico.

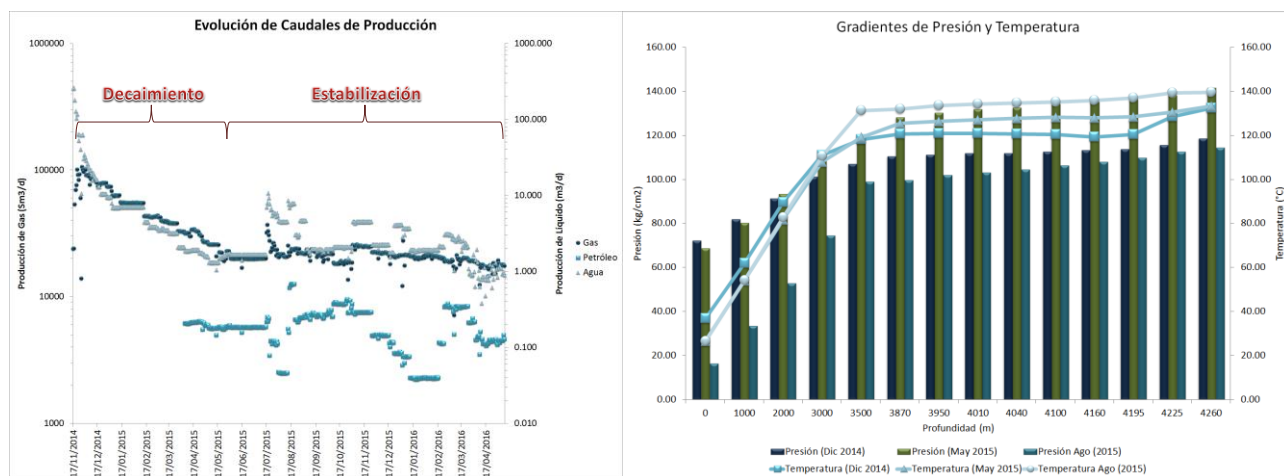


Figura 3. Pronóstico de producción (izquierda) y gradientes asociados (derecha).

Como resultado de la simulación operativa, es posible la cuantificación punto a punto de los parámetros de incidencia en dos aspectos relevantes:

- Tendencia a la ocurrencia de mecanismos de daño (pérdida de metal – fisuración), definida en función de indicadores, a saber: presión parcial ($\text{CO}_2 - \text{H}_2\text{S}$), temperatura crítica (estabilización de productos de corrosión y tendencia al picado), pH (corrosión y fisuración), índice de picado y densidad de mezcla (erosión).
- Propagación: condicionada por temperatura (superficial), velocidades (gas, líquido y mezcla), holdup (sección de líquido) y water cut (corte de agua).

3.1.2. Casos Tipo

3.1.2.1. Caso 1: Pozo Afectado por Daño Severo en Tubular de Producción

Las Figuras 5-a y 5-b ilustran las distribuciones de parámetros termodinámicos (Figura 5-a) y de flujo (Figura 5-b), resultantes de la simulación de un pozo productor de tight gas, para la condición de producción correspondiente a la franja de decaimiento (Figura 3), a partir de las cuales se infiere lo siguiente:

- Los perfiles de presión y temperatura son linealmente crecientes con la profundidad, con ligera variación en pendiente, lo cual implica que termodinámicamente, la agresividad del fluido se incrementa exponencialmente con la profundidad¹.
- El holdup es reducido (11-12%) y prácticamente constante, lo cual favorece la condición de corrosión localizada en toda la extensión del tubular.
- La velocidad del líquido es sensiblemente reducida (inferior a 0.030 m/s), lo cual también favorece la hipótesis de corrosión localizada.

¹ La excepción se produce cuando se forma carbonato de hierro estable, que genera una película protectora, cuyas propiedades están condicionadas por la temperatura y por la condición superficial original del tubular.

- La velocidad de mezcla no supera el límite erosivo estimado², lo cual indicaría a priori que la componente asistida por flujo no tendría incidencia dominante sobre la integridad del tubular de producción.

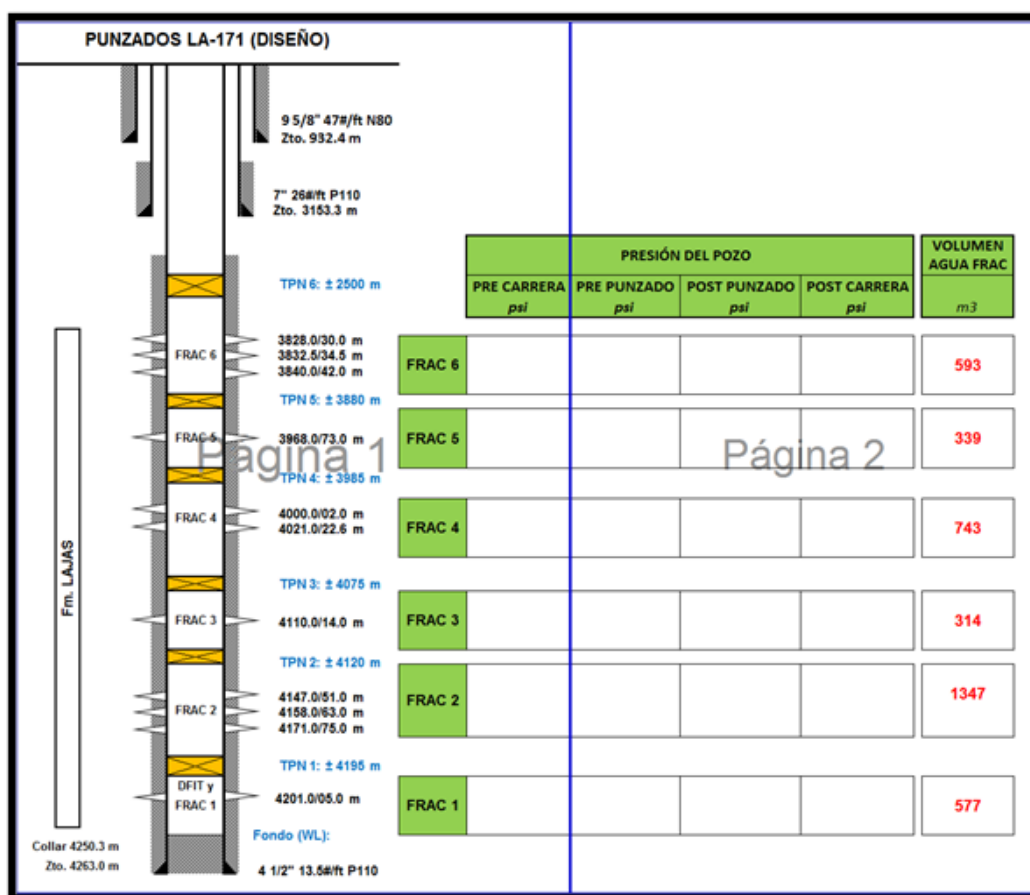


Figura 4-a. Esquema tipo de pozo (tubulares).

3.1.2.2. Caso 2: Pozo con Daño Potencial en Packer de Producción

El componente bajo estudio es un packer de producción, fabricado con acero al carbono (Figura 6 - arriba), susceptible de daño localizado severo y pérdida funcional en el corto plazo. Las condiciones operativas en la zona de interés (Figura 6 – abajo) y las características del fluido de trabajo condicionan la vida remanente del packer, por incidencia de los mecanismos de daño potencialmente activos, teniendo en cuenta dos aspectos principales:

- Materiales: acero al carbono, acero de baja aleación y acero inoxidable martensítico (Tabla 2).
- Geometría: de impacto sobre la componente asistida por flujo, gobernada parcialmente por los cambios de sección y dirección.

Material	C	Mn	P	S	Si	Cr	Mo	Ni	Cu
N80	0.310	0.920	0.010	0.008	0.190	0.200	-	-	-
TN95HC	0.350	1.200	0.020	0.010	-	1.500	0.850	0.990	-
L80	0.220	1.000	0.020	0.010	1.000	14.000	-	0.500	0.250

Tabla 2. Composición química de materiales evaluados.

² Esta aproximación inicial no considera la incidencia de factores geométricos potencialmente importantes (cambios de sección – roscas), que se tienen en cuenta en los modelos de propagación.

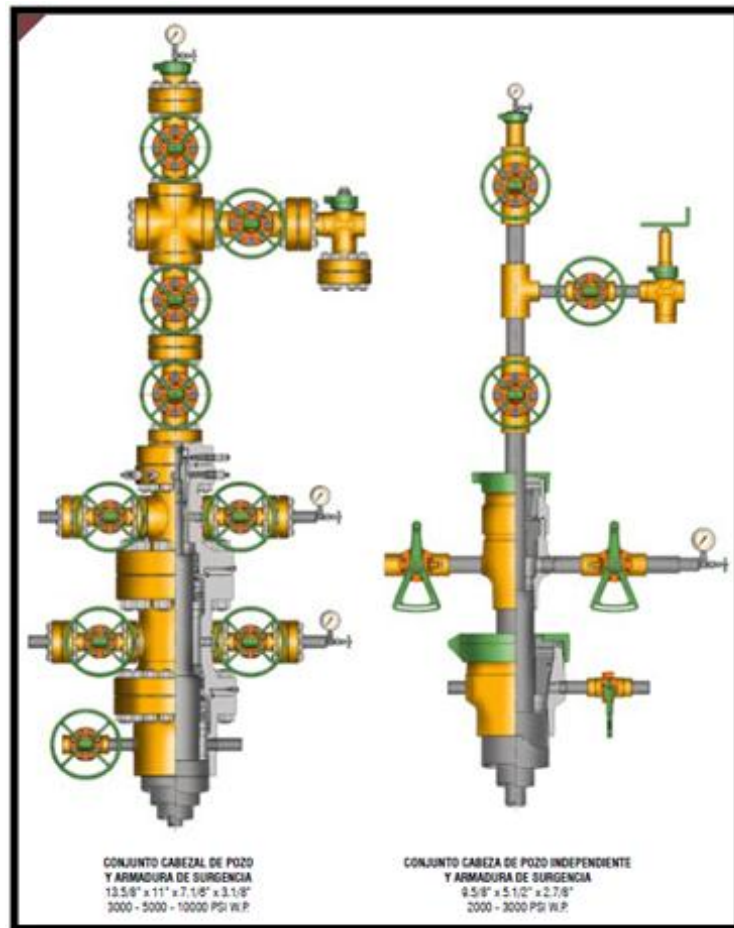


Figura 4-b. Esquema tipo de armadura.

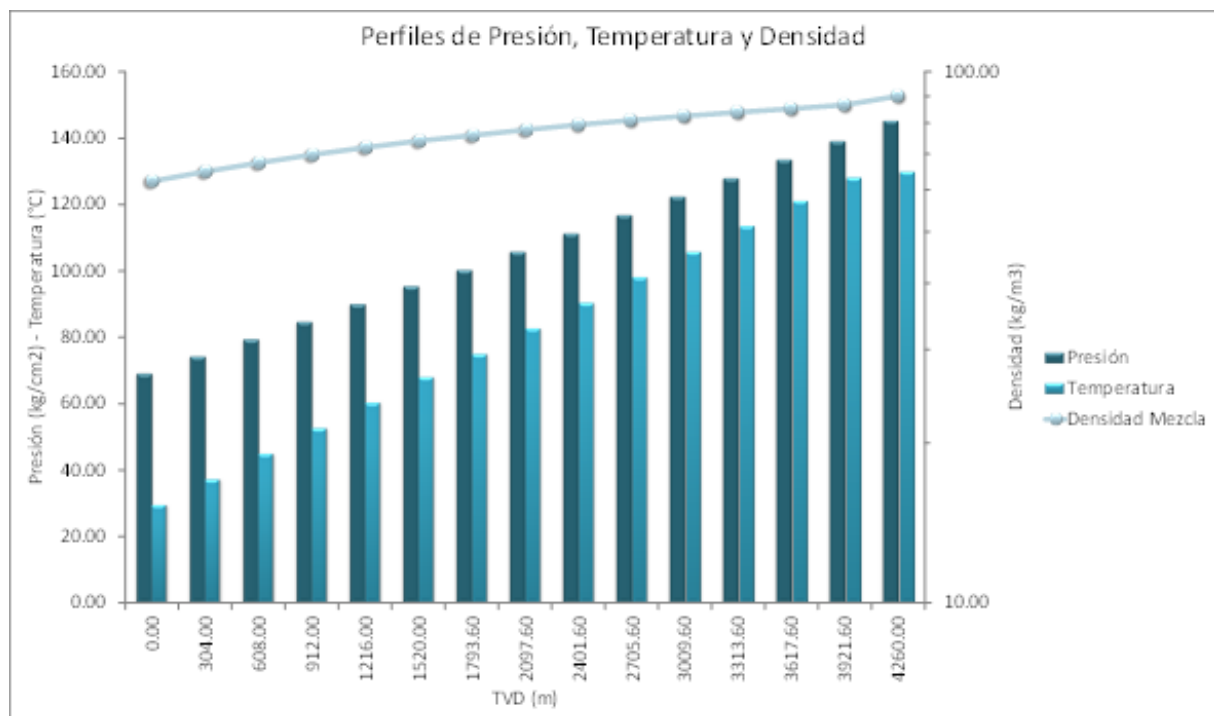


Figura 5-a. Distribución de parámetros termodinámicos.

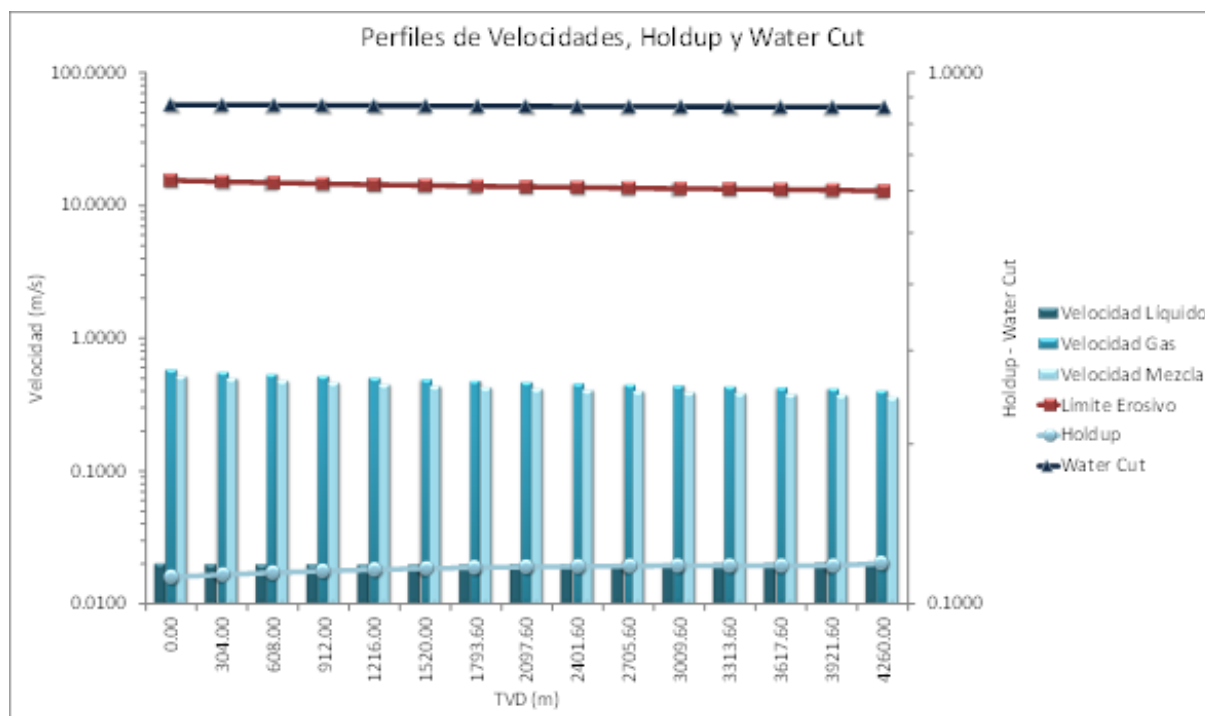


Figura 5-b. Distribución de parámetros hidrodinámicos.

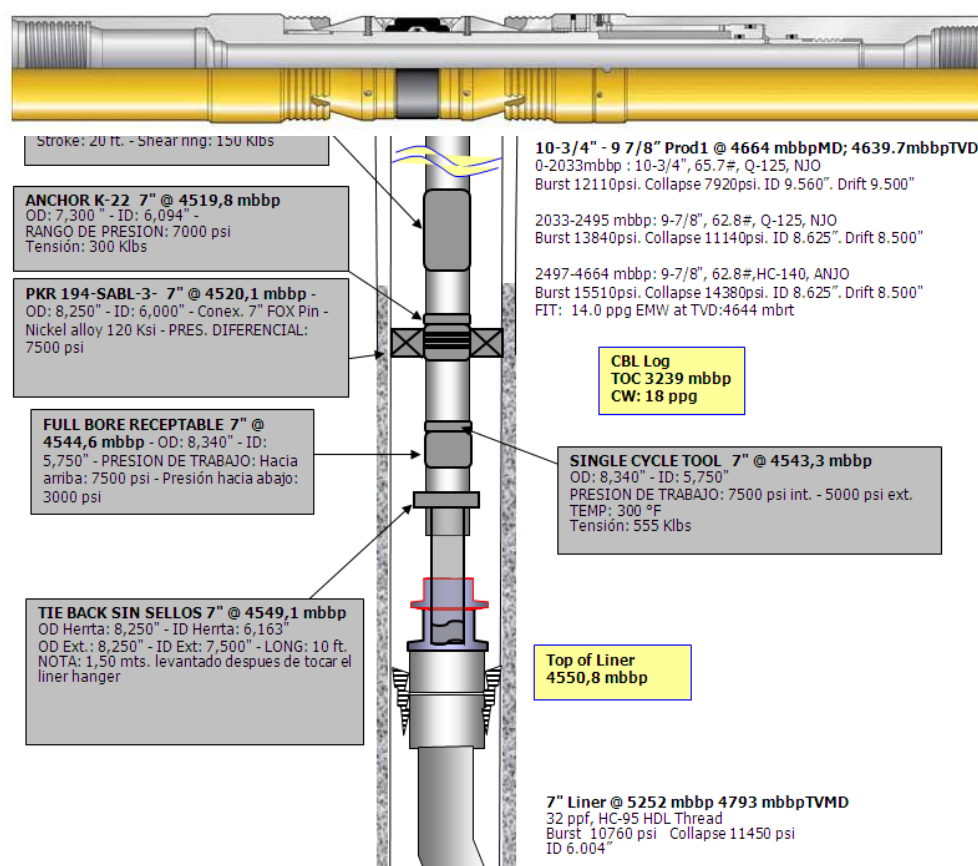


Figura 6. Esquema de la zona de interés (abajo) y del packer (arriba).

El comportamiento en la zona de interés fue analizado mediante un modelo composicional, cuyos resultados se ilustran en la Figura 7, y se resumen a continuación:

- Hay presencia de líquido en toda la extensión del pozo, aproximando el 8% en la zona de instalación del packer).
- El corte de agua es levemente decreciente con la profundidad, aproximando el 45% en la zona de interés.

- La velocidad de líquido es prácticamente constante, oscilando alrededor de 0.8 m/s, hasta llegar a la zona del packer, en donde desciende a 0.4 m/s.
- El perfil de presión muestra un incremento prácticamente lineal con la profundidad, oscilando entre 103 kg/cm² (superficie) y 235 kg/cm² (fondo).
- El perfil de temperatura también registra un comportamiento cuasi lineal y creciente con la profundidad, con un máximo de 118 °C, en el fondo del tubular, y un mínimo de 100 °C (superficie).

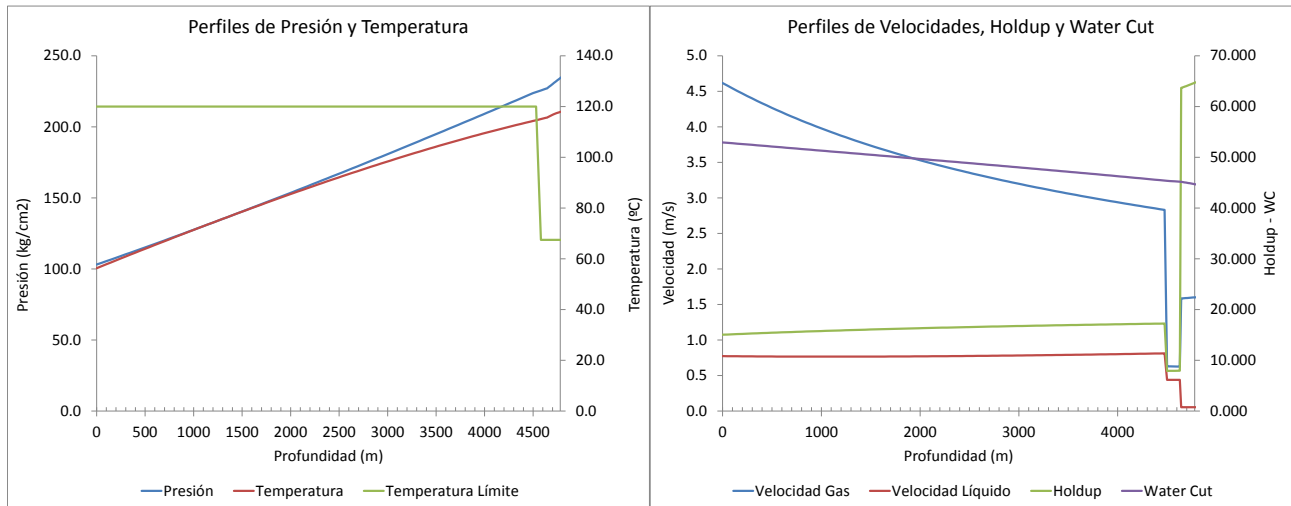


Figura 7. Distribuciones de parámetros termodinámicos y de flujo (zona de interés en fondo de pozo).

3.2. Evaluación de Mecanismos de Daño

3.2.1. Caso 1

En este caso los mecanismos evaluados, en términos de tendencia y propagación, fueron los siguientes:

- Corrosión generalizada (carbónica): condicionada principalmente por la velocidad de líquido^{3,4}.
- Corrosión localizada (carbónica): condicionada principalmente por la temperatura y el pH^{3,4}.
- Celda ocluida: asociada a factores geométricos⁵ (acoples roscados y bajo depósitos).

3.2.1.1. Tendencia

La tendencia a la corrosión fue analizada a través de la cuantificación de presión parcial, pH, temperatura crítica e índice de picado (Figuras 8-a y 8-b), a partir de cuyos resultados es posible inferir lo siguiente:

- En términos de la presión parcial de CO₂, el pozo clasificaría como sub-crítico, para la instancia simulada, considerando que el parámetro de tendencia se sitúa entre los límites inferior y superior.
- Los perfiles de temperatura operativa y crítica verifican la tendencia a la formación de carbonato de hierro a partir de los 2100 de profundidad, aproximadamente, lo cual favorece fundamentalmente a la corrosión localizada.
- El pH del fluido oscila alrededor de 5.3 (medio ácido), lo cual permite inferir que la condición dominante sería de corrosión activa. No obstante, cabe aclarar que, bajo la formación de condensado, el pH puede descender localmente hasta 4.0, propiciando una condición sensiblemente más severa.
- El índice de picado estimado para la condición de proceso evaluada supera al menos en un orden de magnitud al índice correspondiente a la aleación de trabajo (P110), alcanzando los dos órdenes de magnitud a partir de los 2100 metros. Por consiguiente, el picado es un mecanismo con elevada probabilidad de ocurrencia^{6,7}.

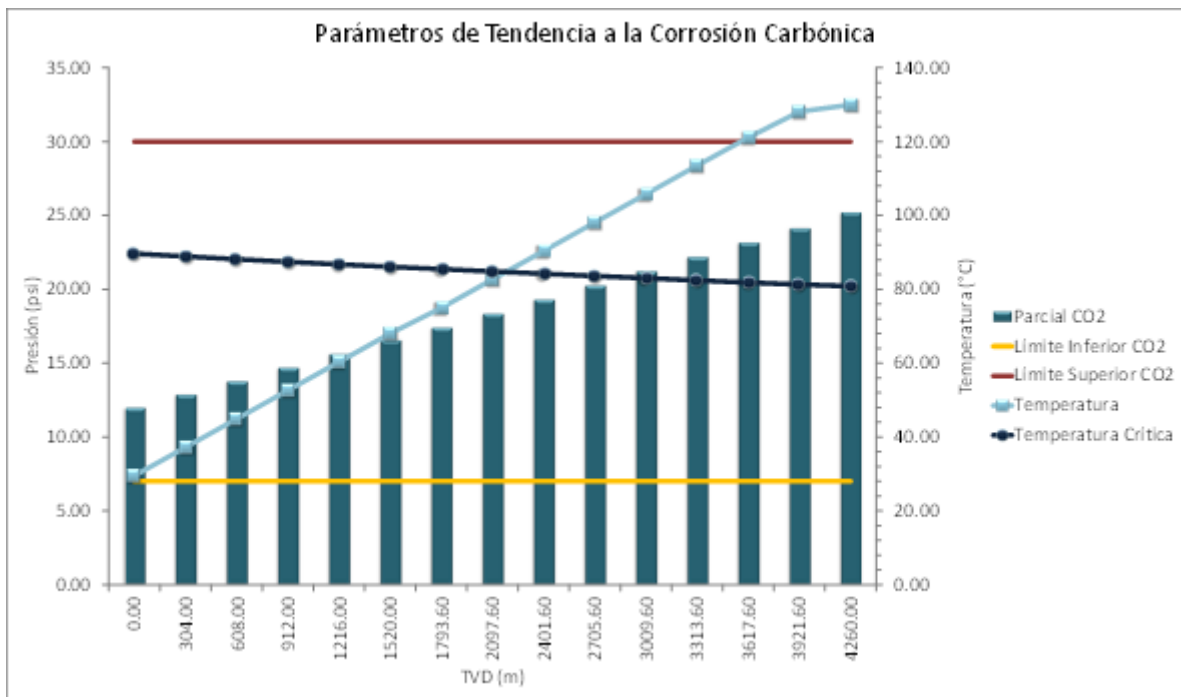


Figura 8-a. Parámetros de tendencia a la corrosión carbónica.

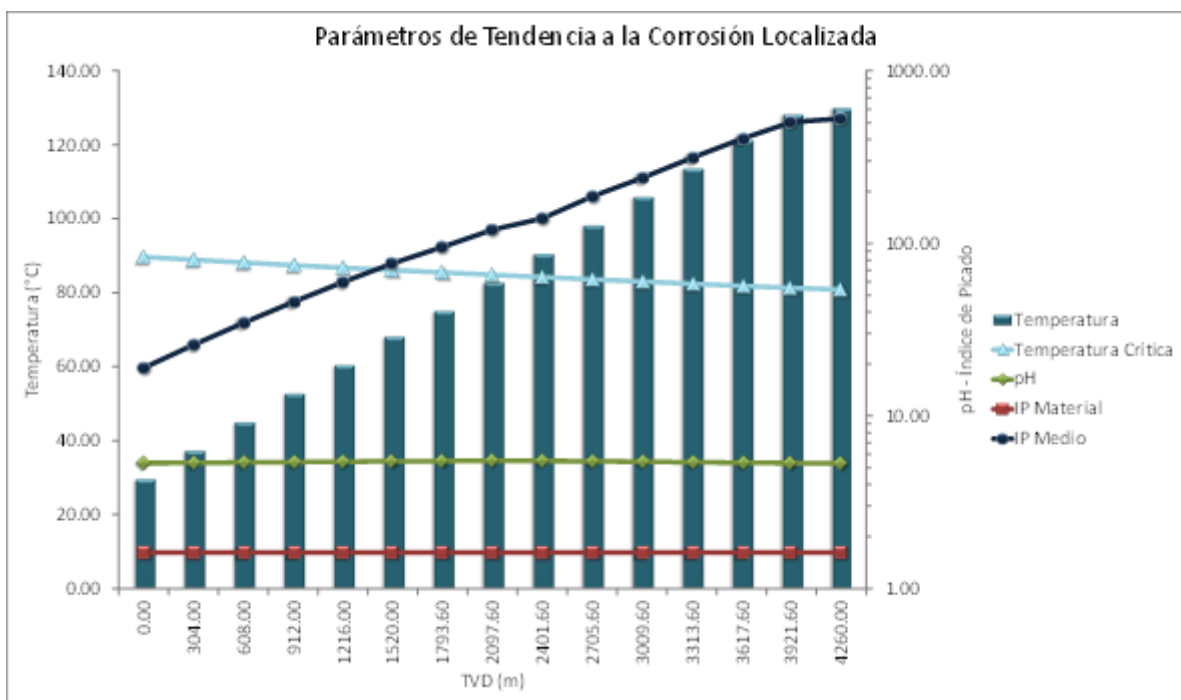


Figura 8-b. Parámetros de tendencia a la corrosión localizada.

3.2.1.2. Propagación

A partir de los parámetros obtenidos en la simulación operativa y de los parámetros de tendencia, se llevó a cabo la estimación de tasas de pérdida de metal por corrosión generalizada y localizada. Las tasas de pérdida de metal fueron estimadas punto a punto a lo largo del tubular de producción, en función de modelos semi-empíricos^{3,4}, considerando la incidencia de los siguientes parámetros:

- Operación: presión, temperatura y velocidad del líquido.
- Líquido: pH.
- Gas: contenido de CO₂ (%).
- Resultados de inspección interna, considerando la incertidumbre probable asociada (profundidad).

Teniendo en cuenta que el sistema cuenta con registros de inspecciones internas sucesivas, se llevó a cabo un comparativo entre resultados de inspección y simulación, bajo las siguientes consideraciones:

- Mecanismos posibles: picado y celda ocluida, esta última inducida por depósitos y/o contacto entre superficies roscadas.
- Agresividad del fluido: incluyendo la posibilidad de formación de condensado (pH Mínimo).

La Figura 9 ilustra la distribución de tasa de pérdida de metal localizada, estimada para tres instancias sucesivas de inspección, a partir de lo cual surgen las siguientes observaciones:

- Distribución: en las tres inspecciones la distribución es similar hasta los 3000 metros de profundidad, y se evidencia una zona crítica, aproximadamente confinada en el segmento 2000-3000 metros. No obstante, a partir de los 3000 metros la herramienta A (HA) presenta perfiles sensiblemente más críticos de la de herramienta B (HB), principalmente en el fondo del pozo.
- HA: tanto las tasas medias como las máximas son similares entre corridas sucesivas, aproximando 2.2 mm.año⁻¹ (promedio) y 3.9 mm.año⁻¹ (máxima).
- HB: la diferencia más importante con HA se da en la media, que para HB aproxima 1.2 mm.año⁻¹ (55% de la media correspondiente a HA). En el caso de los máximos, HB aproxima 2.5 mm.año⁻¹, lo cual constituye un 64% del mismo parámetro según HA.

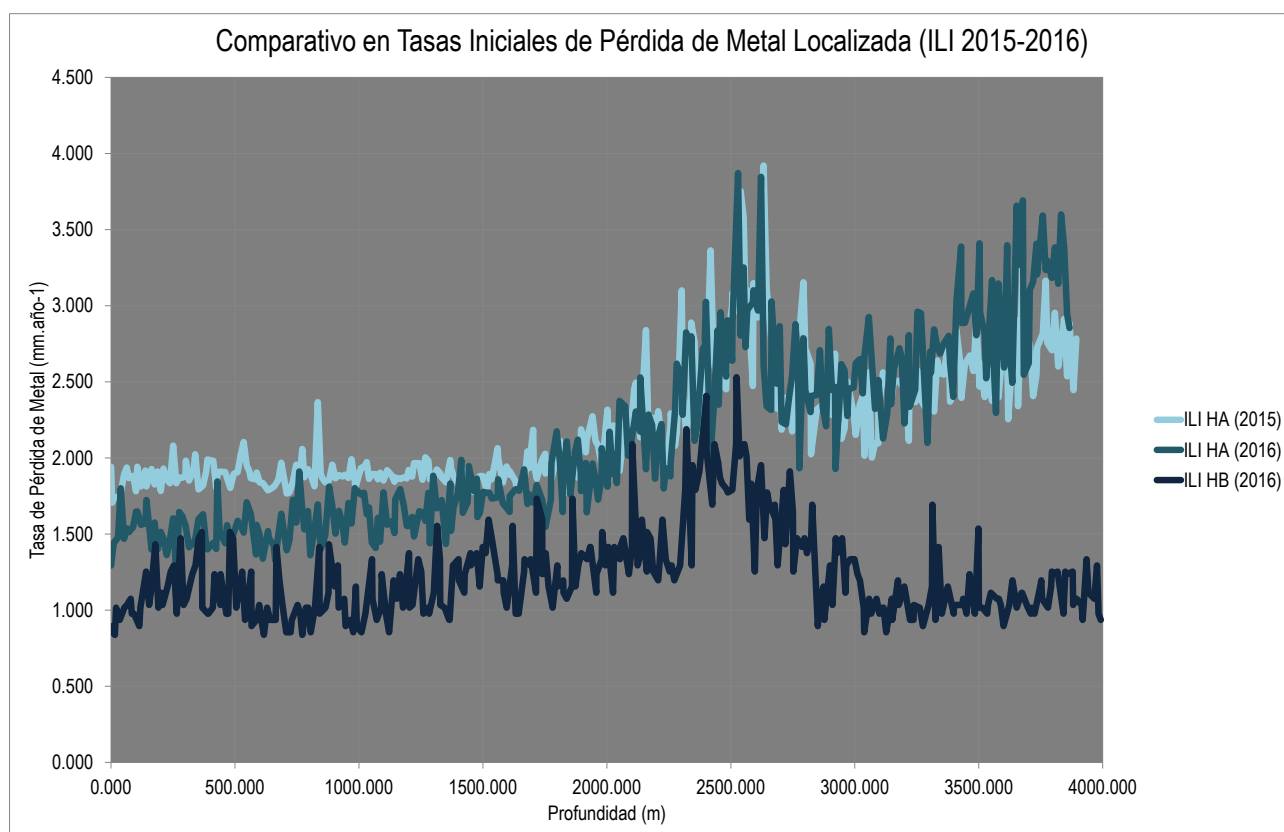


Figura 9. Comparativo entre tasas medias de pérdida de metal localizada (instancias sucesivas de ILI).

En la Figura 10 se ilustra el comparativo entre perfiles de velocidades de corrosión localizada (ILI versus simulación), en función de la profundidad, en donde las tasas computadas con soporte ILI representan a las medias resultantes de los tres (3) modos de propagación evaluados. En función de lo que presenta la gráfica, cabe inferir lo siguiente:

- Componente simulada: sigue un patrón lineal, desde superficie hasta 2100 metros de profundidad, en donde se produce la inflexión asociada a la estabilidad probable de carbonato de hierro, lo cual produce una meseta hasta el fondo del pozo. En términos de correlación, se verifica mayor compatibilidad entre simulación e ILI a partir de los 2100 metros de profundidad.

- Componente calculada (ILI): la mayor correlación con la tasa simulada se produce en la zona crítica, principalmente para la herramienta HA, cuya tendencia también correlaciona mejor en la zona de fondo de pozo.

3.2.2. Caso 2

3.2.2.1. Tendencia

Los parámetros de evaluación de tendencia para este sistema son los siguientes (Figuras 11 y 12):

- Fracción de agua líquida y presión parcial (Figura 11 - izquierda): la presión parcial supera holgadamente el límite establecido como parámetro de tendencia al inicio de corrosión. La fracción de agua líquida es inferior al 10 % en el tubular de producción, y no alcanza el 5%, en la zona del packer, lo cual permite inferir que el mecanismo dominante sería de tipo localizado. En el caso del liner, no obstante, la fracción de agua alcanza el 28%, por lo cual la corrosión generalizada también sería un mecanismo probable.
- Temperatura (Figura 12 - derecha): la tendencia para el acero al carbono verifica que la corrosión localizada constituye un mecanismo probable para el acero al carbono (N80 y T95), ante daño eventual de la película protectora de carbonato de hierro, ya que se supera la temperatura requerida para la estabilización de depósitos superficiales³, tanto en el liner como en el packer.
- pH (Figura 12 - izquierda): oscila entre 6.02 (superficie) y 5.69 (fondo), estando amortiguado por la composición química del agua de formación, que contribuye a su neutralización. En términos del acero al carbono, el pH representa una condición típica de un medio moderadamente corrosivo.
- Índice de Picado (Figura 12 - derecha): la aleación del tubular de producción no verifica tendencia al picado, mientras que el material del liner (1% cromo) muestra susceptibilidad en toda su extensión, lo cual incluye el packer, bajo la hipótesis de acero al carbono.

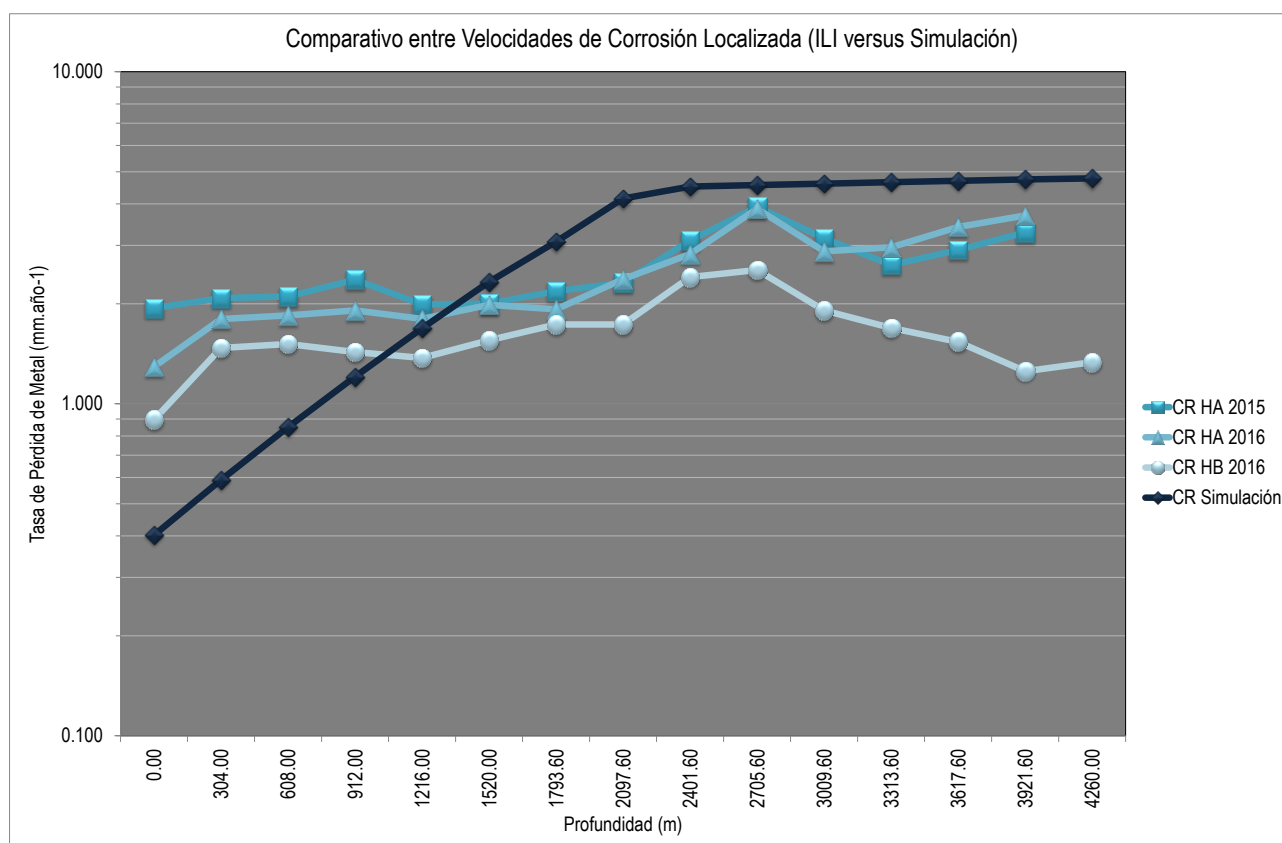


Figura 10. Comparativo entre tasas medias de pérdida de metal localizada (Simulación versus ILI).

³ Esta condición favorece la corrosión por celda ocluida y la erosión-corrosión.

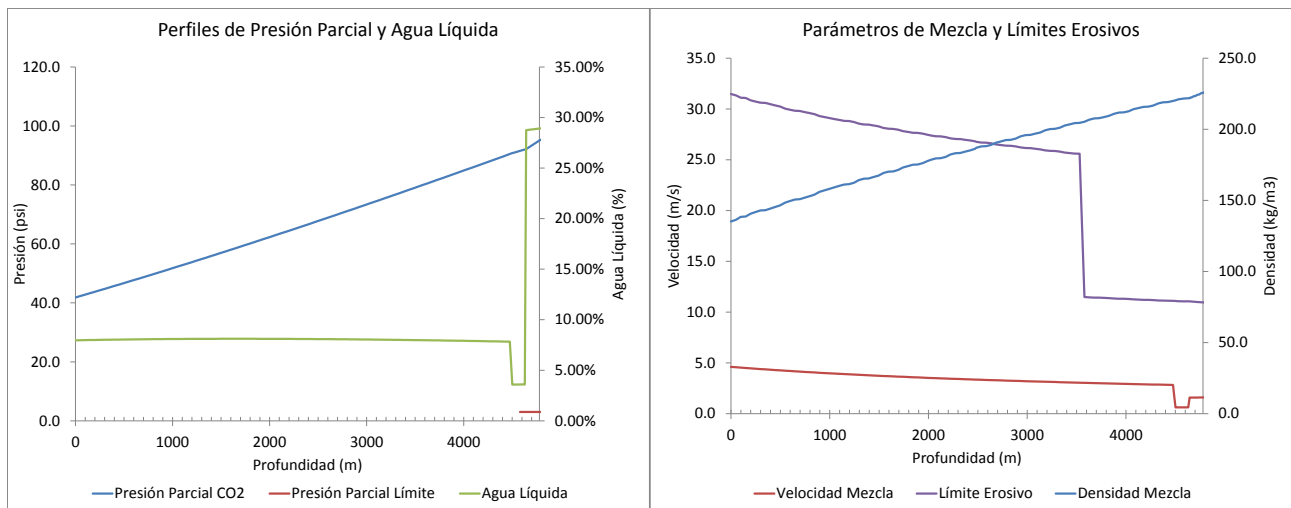


Figura 11. Parámetros de tendencia a la corrosión (izquierda) y erosión (derecha), Caso 2.

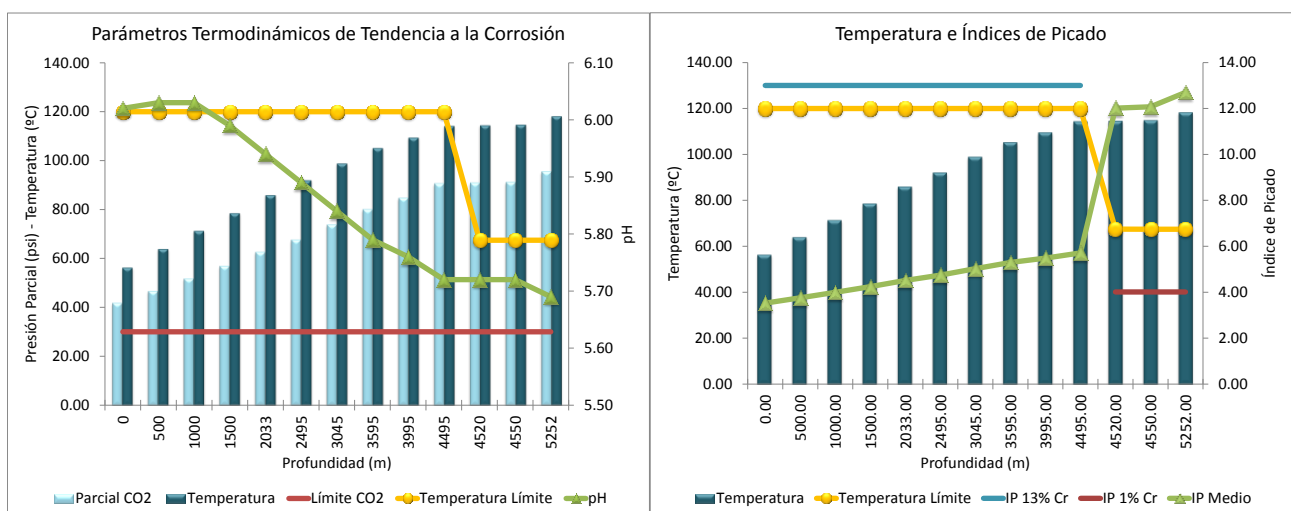


Figura 12. Parámetros de tendencia a la corrosión carbónica (izquierda) y localizada (derecha), Caso 2.

3.2.2.2. Propagación

En primera instancia se analizó comparativamente el comportamiento frente a la corrosión, con los siguientes resultados (Figura 13):

- Acero al carbono y de baja aleación: las tasas generalizadas superan 1.0 mm.año^{-1} , en todos los puntos evaluados. Las tasas localizadas exceden a las generalizadas en un factor de 2.0, aproximadamente.
- 13% cromo: tanto las velocidades generalizadas como localizadas son inferiores a 0.2 mm.año^{-1} . En el caso de las tasas de penetración, el efecto multiplicador se debe parcialmente a un eventual efecto de celda ocluida.

En lo relativo a la componente erosiva y de corrosión asistida por flujo, caben las siguientes observaciones (Figura 14):

- Erosión (Figura 14 – izquierda): bajo las condiciones operativas vigentes y considerando fluido nominalmente libre de sólidos, ninguna de las aleaciones evaluadas presenta tasas de pérdida de metal significativas.
- Erosión-corrosión (Figura 14 – derecha): la componente corrosiva es dominante para el escenario operativo evaluado, considerando la falta de correlación entre tasa de pérdida de metal y esfuerzo de corte. La diferencia entre acero inoxidable y acero aleado (1% cromo), en términos de pérdida de metal generalizada, oscila alrededor de un orden de magnitud, aproximadamente. La tasa de pérdida de metal más elevada se localiza en la zona de transición entre el tubular de producción y el liner.

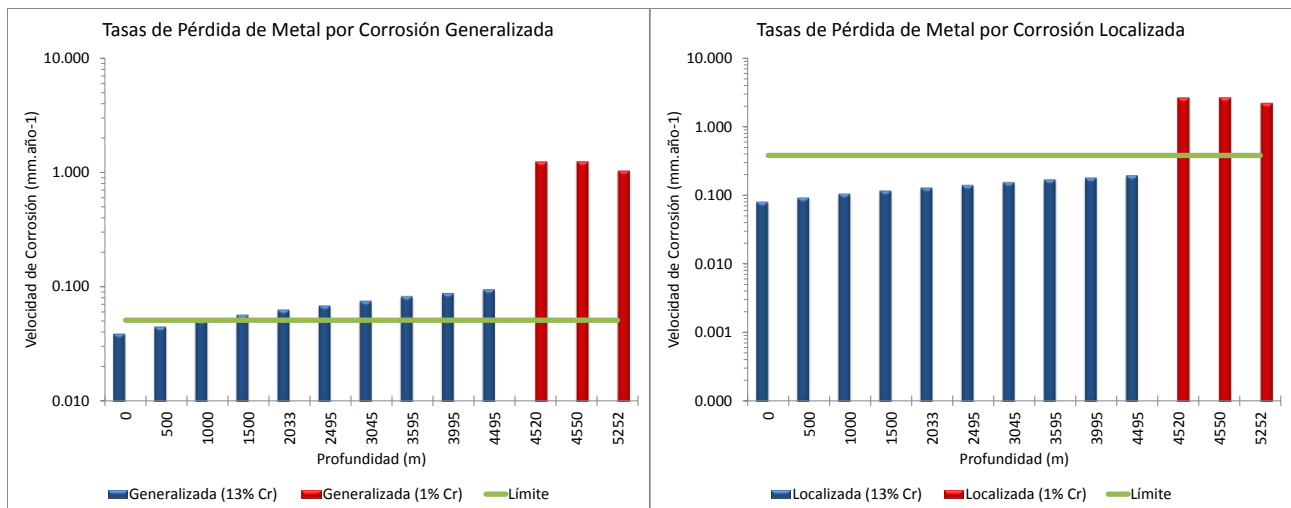


Figura 13. Velocidades de corrosión generalizada (izquierda) y localizada (derecha), Caso 2.

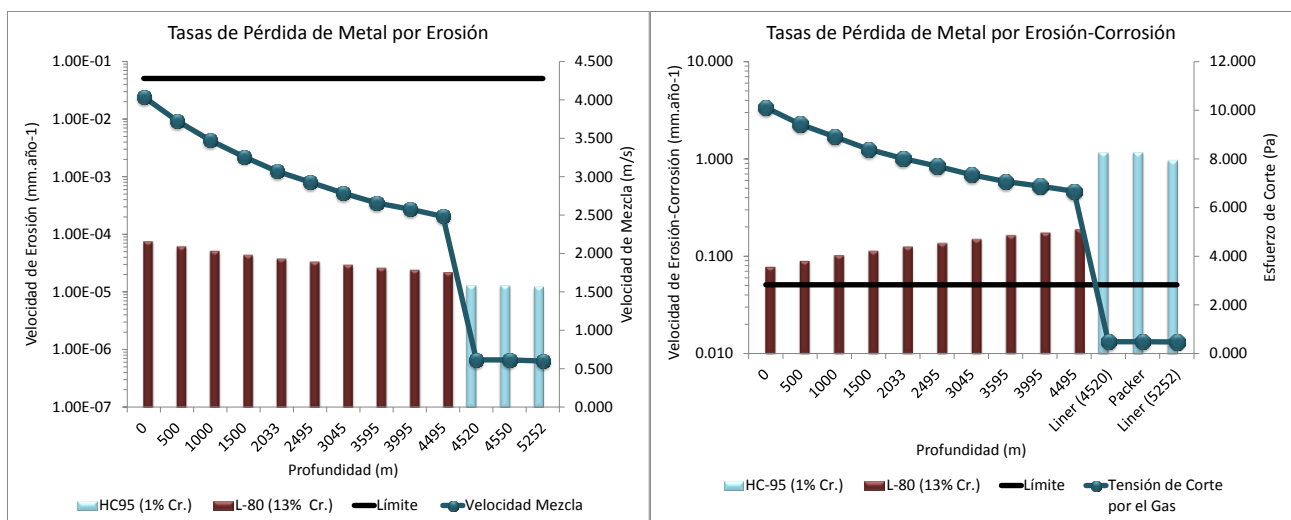


Figura 14. Tasa de pérdida de metal por erosión (izquierda) y erosión-corrosión (derecha), Caso 2.

3.3. Aptitud para el Servicio y Vida Remanente

3.3.1. Caso 1

3.3.1.1. Hipótesis Básicas

El análisis de aptitud para el servicio de tubulares se lleva a cabo considerando los siguientes ejes principales:

- Tipo de daño: pérdida de espesor o defecto localizado (probable o determinado por inspección interna).
- Grado de daño: en términos de profundidad (proyectada – medida) y alcance (axial - circunferencial).
- Solicitaciones en juego (operativas – estructurales).
- Aleación de trabajo (propiedades mecánicas).

Los parámetros considerados en el análisis del tubular son los siguientes:

- Propiedades mecánicas y dimensiones: equivalentes a la especificación original.
- Solicitación axial: considerando como sollicitación dominante al peso propio de la cañería, anclada en su extremo superior, bajo la condición dinámica.
- Solicitación radial: inducida por la presión diferencial (colapso⁸).
- Espesor bajo sollicitación axial: equivalente al nominal, considerando que la resistencia remanente es función del factor de intensidad de tensiones, inducido por defectos localizados.
- Espesor bajo hipótesis de colapso: equivalente al remanente, considerando que la presión de colapso es función del espesor, condicionado por el daño generalizado.
- Pérdida de espesor y penetración: reportadas por herramientas de inspección interna, con incertidumbre máxima equivalente al 10% del espesor nominal.
- Aleación de trabajo: acero al carbono, P-110.
- Mecanismos de daño dominante: corrosión localizada (picado – celda ocluida) y corrosión asistida por flujo.

3.3.1.2. Proyección de Daño

Tomando como base las tasas de pérdida de metal, estimadas a partir de la incidencia de los mecanismos de daño dominantes, y los registros de inspección interna, se llevó a cabo una retro-proyección de pérdida de espesor y de profundidad de penetración, tomando como período base el correspondiente al de inspección interna, con máxima proyección a 3 años. Los modos de daño eventual, de tipo volumétrico en cualquier caso, fueron asociados a:

- Componente generalizada-sectorizada, asociada a la sinergia erosión-corrosión. En el caso de la tasa simulada, la componente asistida por flujo fue estimada para un caudal de sólidos promedio del primer año (período de máxima producción).
- Componente localizada, asociada a la corrosión por celda ocluida y/o picado.

En la Figura 15 se presentan los resultados de retro-proyección de daño generalizado, con soporte en distintas instancias de ILI y en simulación, a partir de lo cual es posible inferir lo siguiente:

- Comparativo entre instancias ILI: el comportamiento en zona crítica (2700 metros) es relativamente similar, con máximas pérdidas de espesor equivalentes al 43.5% (HA) y 34.6% (HB). La diferencia más significativa se produce en fondo de pozo, en donde la diferencia entre herramientas alcanza el 16% del espesor nominal de pared.
- Comparativo entre ILI y simulación: las diferencias son significativas, tanto en términos de tendencia como de magnitud, superando ampliamente las proyecciones con soporte ILI a las simuladas, probablemente debido a que estas últimas fueron estimadas sin el dato preciso de contenido de sólidos.

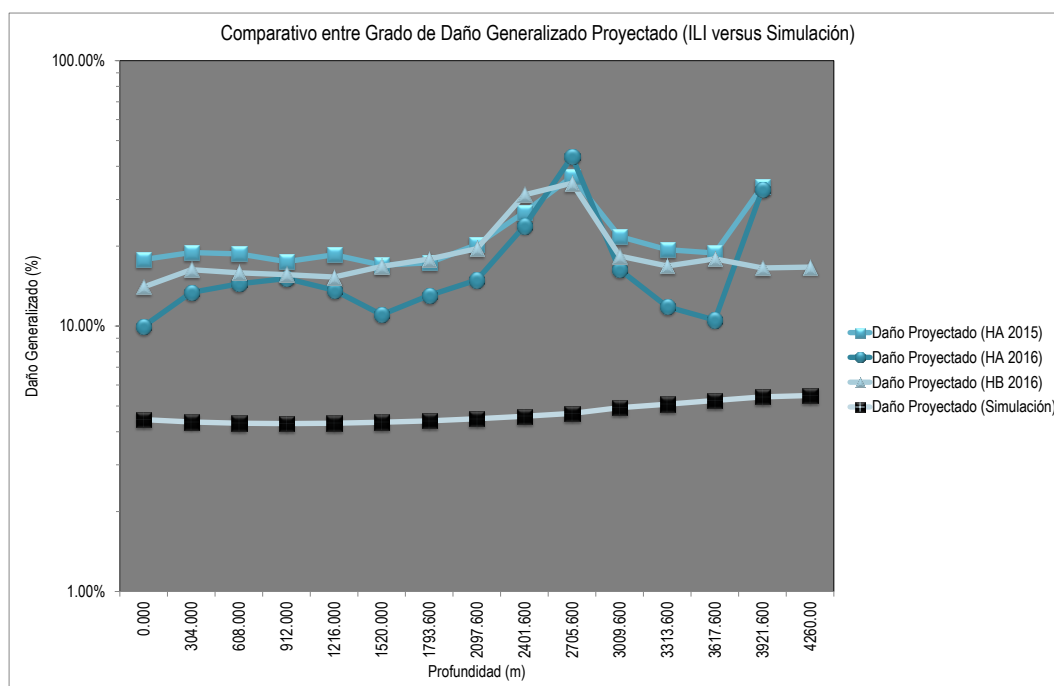


Figura 15. Comparativo entre proyecciones de daño generalizado (ILI HA-HB versus simulación).

En las Figuras 16 y 17 se presentan los resultados de proyección de daño localizado, considerando dos aproximaciones alternativas:

- Aproximación estadística (probabilidad versus profundidad de defecto – Figura 16): las curvas correspondientes a la herramienta HA muestran que la profundidad de daño más probable, en el rango más crítico del pozo, oscila entre el 9% y el 40% del espesor nominal de pared. En el caso de la herramienta de HB, la profundidad más probable de defecto a partir del inicio de la zona crítica oscila entre el 18% y el 43% del espesor nominal.
- Retro-proyección (Figura 17): la hipótesis más crítica corresponde al daño estimado por simulación, que supera el 90% del espesor nominal, alrededor de los 2400 metros de profundidad. En segundo término se sitúa la herramienta HA, con daño proyectado que ronda el 80% del espesor nominal, alrededor de los

2700 metros de profundidad. La herramienta de HB verifica una máxima levemente superior al 50% del espesor, también alrededor de los 2700 metros.

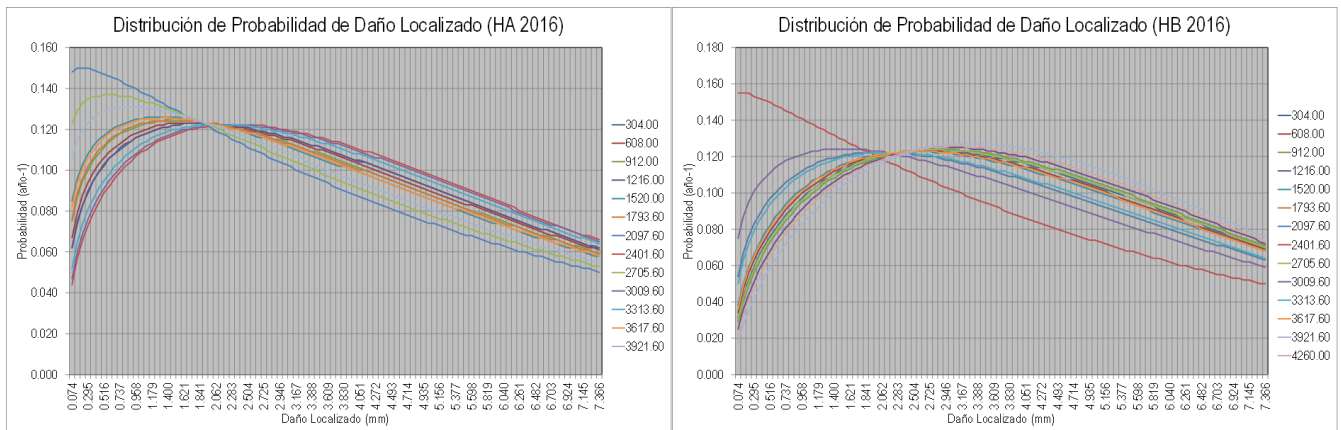


Figura 16. Probabilidad de daño localizado versus profundidad de defecto (ILI HA y HB).

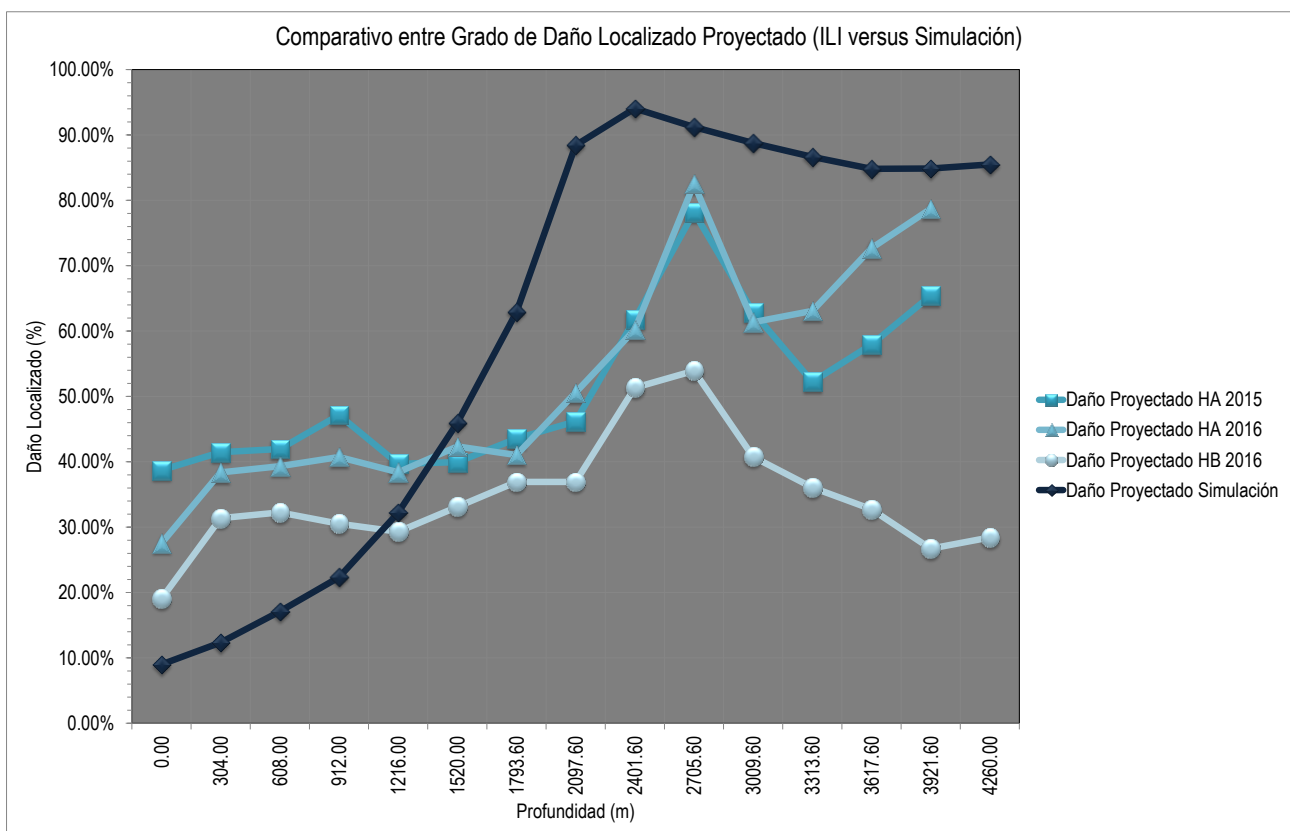


Figura 17. Comparativo entre proyecciones de daño localizado (ILI HA-HB versus simulación).

3.3.1.3. Aptitud y Vida Remanente

Las Figuras 18 a 20 muestran las distribuciones de resistencia remanente resultantes en el tubular de bajo estudio, para las instancias de inspección HA-2016 y HB-2016, siendo posible inferir lo siguiente:

- Colapso:
 - HA-2016: el tubular presentaría compromiso eventual en dos puntos (2641 y 3913 metros).
 - HB-2016: el tubular no presentaría compromiso eventual.
- Presión interna: en ningún caso se verifica compromiso eventual.
- Tracción:
 - HA-2016: el tubular presentaría compromiso eventual en un punto (2544 metros).
 - HB-2016: el tubular no presentaría compromiso eventual.
- Tanto las proyecciones como el cálculo de esfuerzos remanentes verifican que la vida residual del tubular no sería inferior a 4 años.

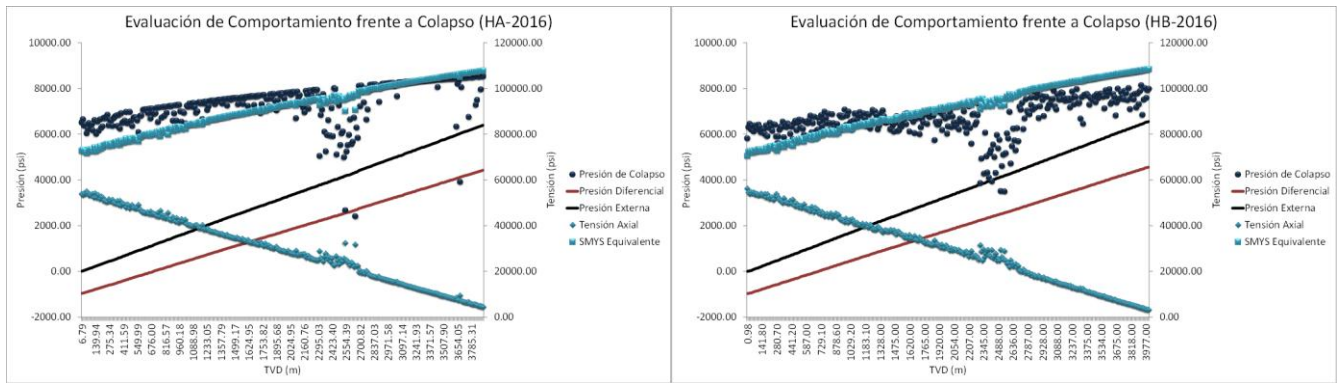


Figura 18. Distribución de esfuerzos de colapso, ILI HA (izquierda) e ILI HB (derecha).

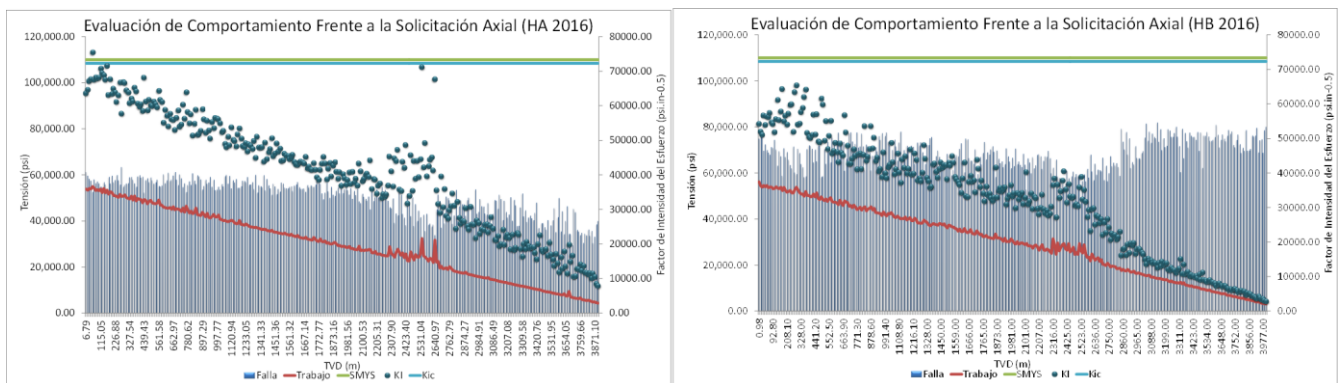


Figura 19. Distribución de esfuerzos axiales, ILI HA (izquierda) e ILI HB (derecha).

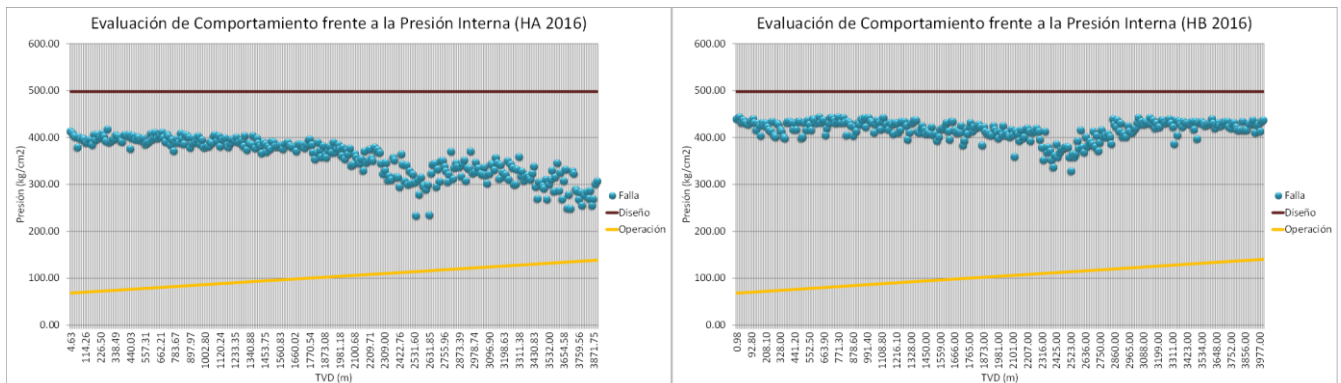


Figura 22. Distribución de esfuerzos radiales, ILI HA (izquierda) e ILI HB (derecha).

3.3.2. Caso 2

3.3.2.1. Hipótesis de Análisis

Teniendo en cuenta el mecanismo de daño dominante en los materiales bajo estudio y las solicitaciones correspondientes, se llevó a cabo una evaluación preliminar de aptitud del packer a instalar, basada en la estimación de la incidencia de los esfuerzos actuantes y considerando el daño probable al cabo de 3 años. Para evaluar la incidencia de las componentes mencionadas sobre la integridad estructural del pozo, se asumió y consideró lo siguiente:

- Aleación de trabajo: acero aleado (composición equivalente a la del liner).
- Espesor remanente: equivalente al resultante de la proyección aplicable a la aleación considerada, bajo condición de corrosión libre.
- Propiedades mecánicas: correspondientes al acero al carbono.
- Factor de seguridad equivalente a 2.0 (conforme recomendaciones en API 579¹⁰).

3.3.2.2. Proyección de Daño

La proyección de daño llevada a cabo en este sistema se fundamenta en la incidencia de los siguientes mecanismos activos:

- Corrosión localizada, considerada como hipótesis probable de mayor incidencia en el extremo superior del liner (inducida por la acción combinada del proceso [reducida fracción de agua líquida] y de factores geométricos).
- Corrosión asistida por flujo, como mecanismo dominante en los tubulares de acero al carbono y aceros aleados (liner y packer).

La proyección de daño contempla el histórico de producción disponible y un alcance máximo de 3 años, considerando que el objetivo primario es evaluar el packer, inicialmente para utilizar un material de baja resistencia a la corrosión, bajo las condiciones del medio correspondiente.

Las proyecciones de pérdida de espesor y daño localizado, para los materiales considerados, bajo las condiciones operativas actuales, se ilustran en la Figura 23, cuyos resultados permiten inferir que el componente más afectado sería el packer, de dos formas distintas:

- Pérdida de espesor: levemente inferior al 30% del espesor nominal de pared.
- Daño localizado: representado por una profundidad máxima ligeramente superior al 50% del espesor nominal de pared.

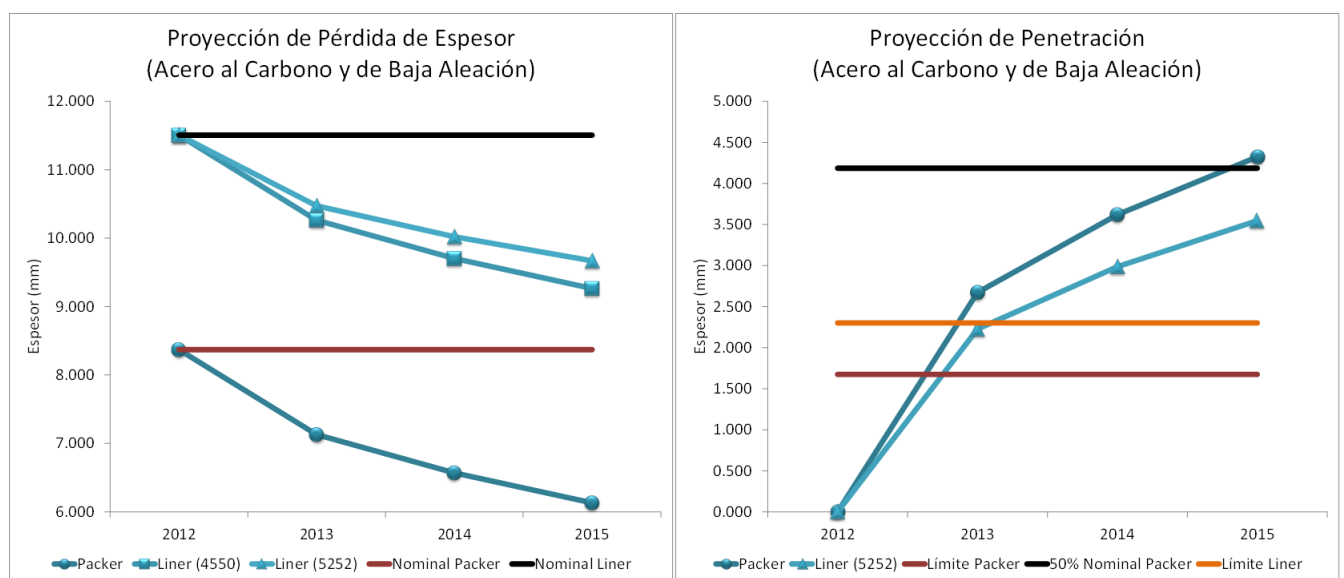


Figura 23. Proyección de daño generalizado (izquierda) y localizado (derecha), Caso 2.

3.3.2.3. Aptitud para el Servicio

La determinación de resistencia remanente del packer se llevó a cabo mediante una evaluación de esfuerzos en tres dimensiones, con soporte en el modelo geométrico de la Figura 24, malla utilizando elementos sólidos no lineales.

La Figura 25 muestra las distribuciones de esfuerzos equivalentes (Von Mises), resultantes de la aplicación de solicitaciones operativas y estructurales, a partir de las cuales se infiere que, bajo la hipótesis de solicitación y pérdida de espesor estimada, el packer no presentaría compromiso eventual en un lapso de tiempo de 3 años. La Figura 26 muestra las distribuciones de desplazamientos, que verifican máximos inferiores a 100 micrones, resultantes en deformaciones inferiores a 10^{-3} .

3.3.2.4. Vida Remanente

Con el objetivo de verificar la incidencia combinada de la pérdida de espesor y del daño localizado, se llevó a cabo una evaluación preliminar de resistencia remanente frente a la presión interna, bajo las siguientes condiciones:

- Espesor remanente: equivalente al resultante de la proyección aplicable a la aleación considerada.
- Profundidad: equivalente a la resultante de la acción de la corrosión localizada.
- Factor de seguridad equivalente a 2.0^{10} .

La Figura 27 ilustra la distribución estimativa de resistencia remanente, presiones de operación y diseño, y máxima profundidad de defecto, correspondientes a la proyección de daño efectuada, verificando compromiso eventual al cabo de 3 años de operación continua.

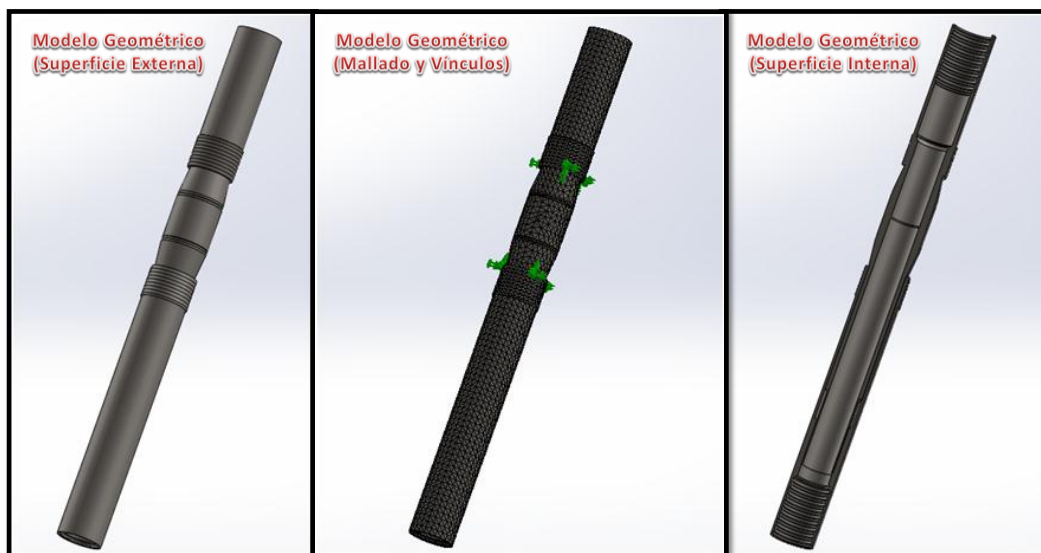


Figura 24. Modelo geométrico del packer (izquierda y derecha) y mallado (centro).

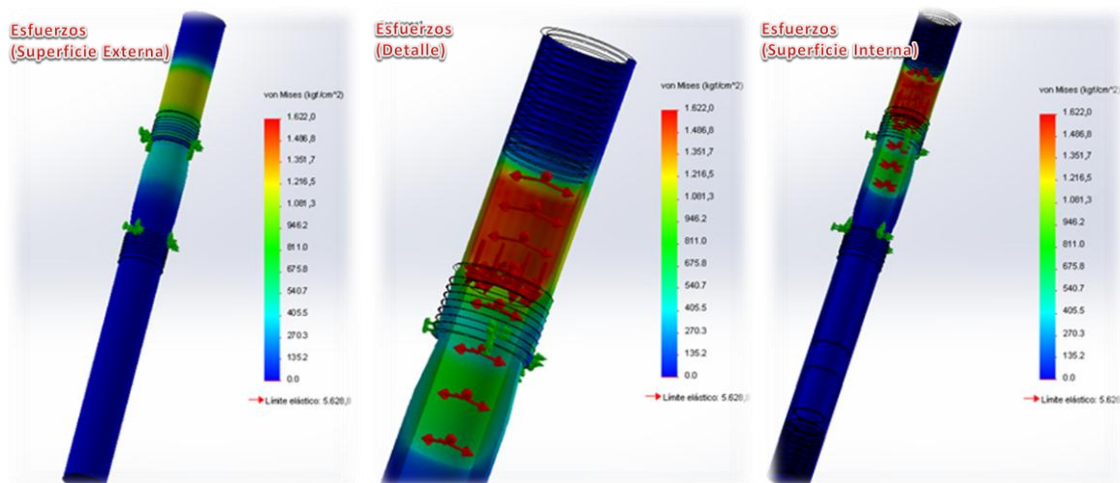


Figura 25. Distribución de esfuerzos equivalentes en packer.

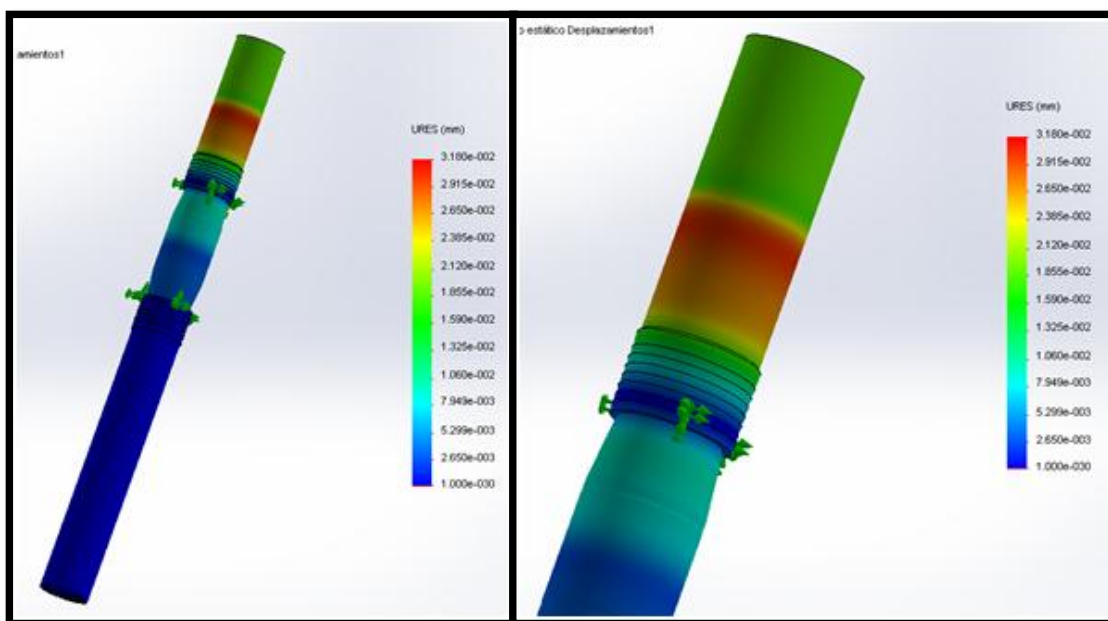


Figura 26. Distribución de desplazamientos en packer.

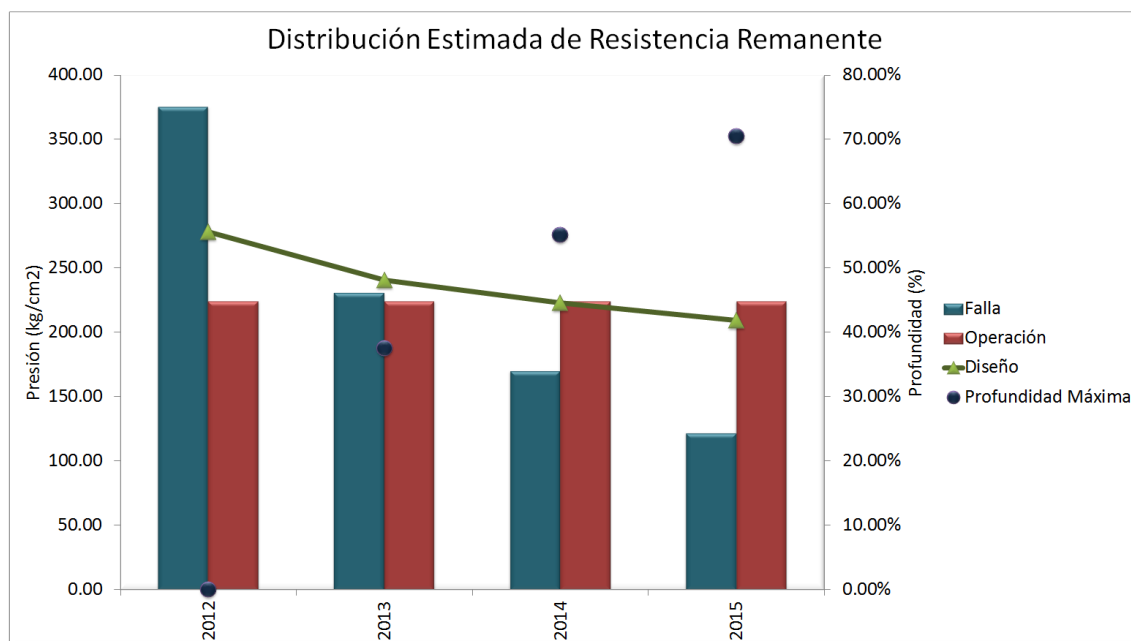


Figura 27. Proyección de resistencia remanente en packer.

3.4. Planes de Aseguramiento

3.4.1. General

Como parte crítica de la gestión de integridad de pozos no convencionales, a continuación se presenta un resumen de los planes de aseguramiento de barreras de pozo⁹, agrupados en tres categorías:

- **Monitoreo:** relativo al seguimiento de parámetros condicionantes en la evolución de la condición de tubulares, packer y elementos del árbol de producción. En esta categoría se incluyen el monitoreo del fluido de trabajo, parámetros operativos y tasas de pérdida de metal.
- **Inspección-ensayo:** incluyendo todas las técnicas necesarias para determinar el estado de los elementos de barrera de pozo (inspección interna, ensayos de hermeticidad, tránsito de fluidos, etcétera).
- **Mitigación:** contemplando en este caso las tácticas para el control de corrosión interna y erosión, incluyendo tratamiento químico y control de sólidos.
- **Mantenimiento preventivo:** que contempla fundamentalmente las acciones de reparación y reemplazo.

3.4.2. Monitoreo

En este trabajo se presentan solamente antecedentes puntuales de los dos casos analizados, por seguimiento exclusivo del fluido de trabajo (parámetros condicionantes). En la Figura 28 se muestra la curva de distribución de tamaño de partícula (derecha – Caso 2)), obtenida a través del promedio anual (período inicial de medición), y el contenido de especies agresivas (izquierda – Caso 1), utilizados para:

- Cuantificar la incidencia de la componente corrosiva localizada (picado – celda ocluida).
- Desestimar la limitante eventual en caudal de producción, por incidencia de la componente asistida por flujo.

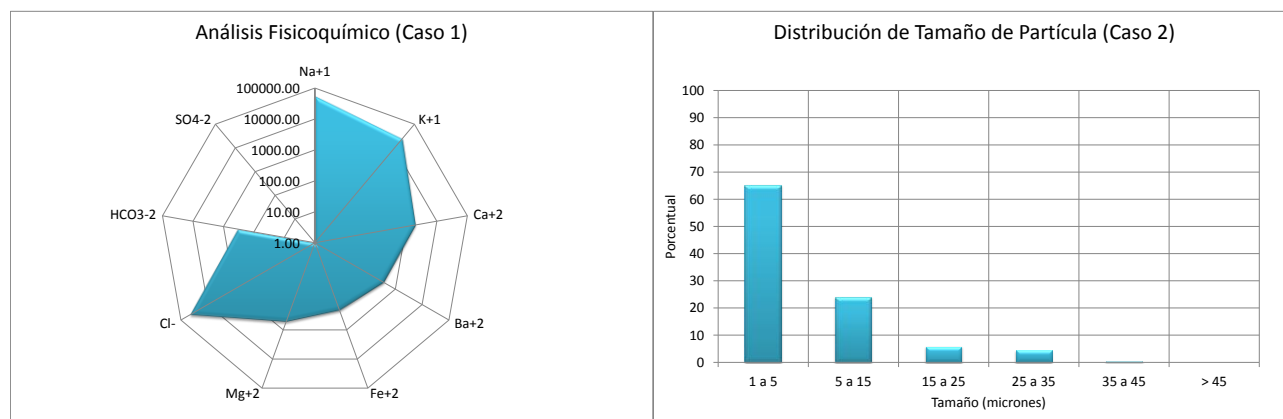


Figura 29. Resultados de monitoreo en BP (físicoquímico y sólidos).

3.4.3. Inspección-Ensayo

A la fecha se ha trabajado específicamente sobre dos aspectos de importancia, a la hora de formular y validar planes de inspección (tubulares):

- Evaluación y selección de herramientas de inspección interna: incluyendo calibres (preferentemente en tubing), MFL (tubing-casing) y US (casing).
- Correlación entre resultados de inspección y simulación (Figura 30): con el objetivo de ajustar correlaciones que permitan evaluar pozos no inspeccionados, dentro de un conjunto crítico.

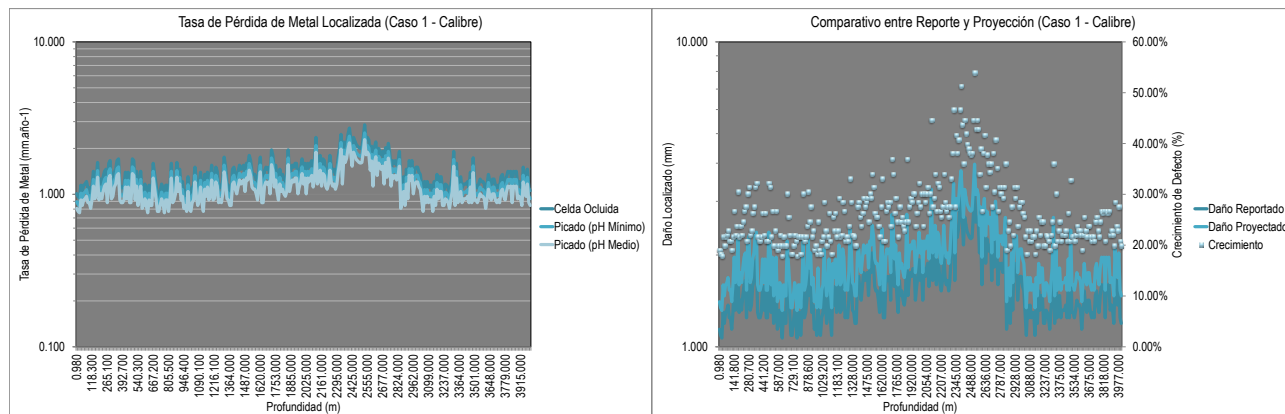


Figura 30. Correlación entre resultados de inspección y simulación (Caso 1).

3.4.4. Mitigación

Una de las problemáticas más importantes, vinculadas al control de corrosión interna de tubulares, es el tratamiento químico. Como iniciativa de alcance global, se está trabajando en un programa enfocado a instalaciones no convencionales, que incluye:

- Evaluación comparativa de productos químicos en laboratorio, mediante ensayos electroquímicos avanzados (Figura 31), con el objetivo de formular una matriz óptima de tratamiento (Figura 32).
- Formulación de un ranking global de pozo, para priorizar acciones mitigativas de impacto presupuestario, ponderando parámetros condicionantes en el negocio y en la vida remanente (Figura 33).

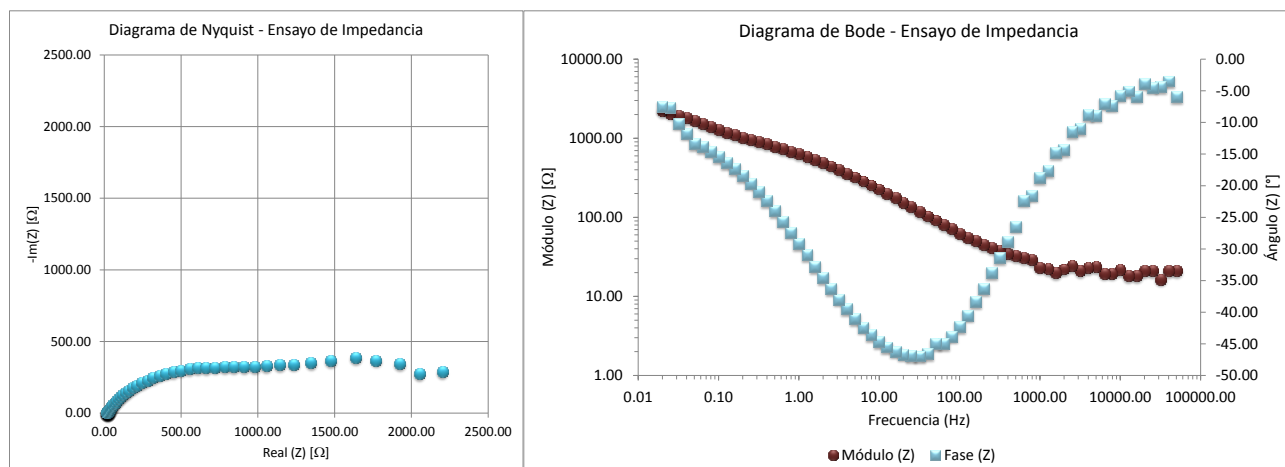


Figura 31. Ensayos electroquímicos de impedancia: diagramas de Nyquist (izquierda) y Bode (derecha).

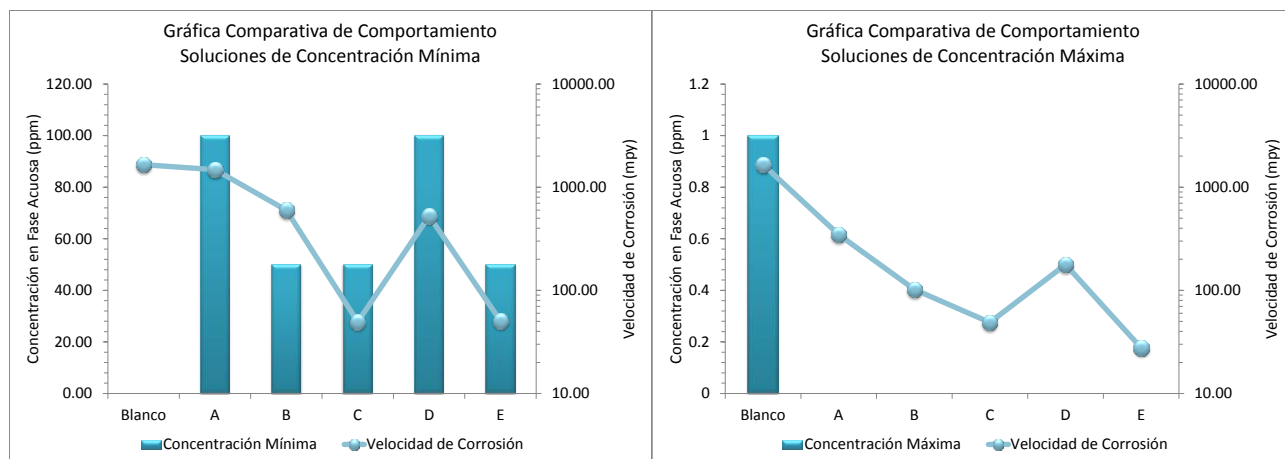


Figura 32. Matriz comparativa de productos químicos, para concentraciones mínimas y máximas.

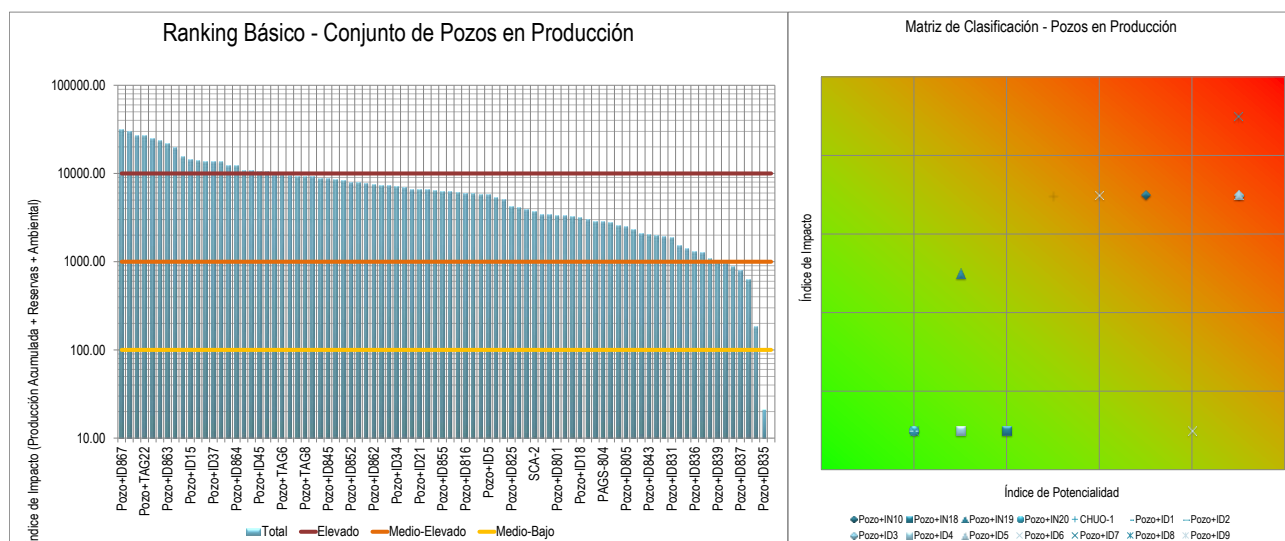


Figura 33. Ranking de pozos: por impacto (izquierda); incluyendo probabilidad (derecha).

4. Conclusiones

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

- 4.1. El uso de herramientas avanzadas, diseñadas para la evaluación combinada de mecanismos de daño, aptitud para el servicio y vida remanente de componentes de pozos, constituye una táctica de importancia crítica en los planes de aseguramiento de integridad de pozos no convencionales, teniendo en cuenta que permite dar soporte fehaciente a programas de inspección, monitoreo, mitigación y mantenimiento, considerados como inversiones necesarias para garantizar la gestión de los activos de producción, que en estos sistemas conllevan inversiones iniciales relativamente elevadas y expectativas de vida prolongada.
- 4.2. Tal y como se ilustra en los distintos casos analizados, el daño asociado a los mecanismos de degradación analizados induce distintos niveles de compromiso en la hermeticidad de las barreras de pozo, compromiso que evoluciona dinámicamente con la operación y con la agresividad del fluido de trabajo. Por consiguiente, el análisis pormenorizado del estado de las barreras, condicionado por las solicitaciones y por la acción de las amenazas activas, aporta una línea base para establecer la condición de integridad del pozo bajo estudio, a partir de la cual es posible generar proyecciones frente a escenarios alternativos de operación y negocio, que a posteriori podrán ajustarse conforme a la retroalimentación que aporte la actualización de datos en el tiempo.
- 4.3. Si bien en esta instancia se analizaron exclusivamente aquellos mecanismos de degradación identificados como amenazas de incidencia dominante en la integridad de los pozos estudiados, el proceso presentado es válido para analizar cualquier clase de amenaza aplicable a pozos no convencionales, siempre y cuando esté conformado por una serie de fases consecutivas, que incluyen la identificación inicial de amenazas

(foco), la simulación de proceso (marco operativo), la caracterización del mecanismo (tendencia-propagación), la proyección del daño (estado futuro), la determinación de aptitud (integridad mecánica) y el plan óptimo de aseguramiento (balance Integridad-Negocio).

- 4.4. Como ejes principales y objetivos últimos de la metodología desarrollada, los planes de aseguramiento que surgen como resultado del proceso de análisis y evaluación de integridad, incluyen en este trabajo tres (3) categorías, discriminadas conforme a prestación, factibilidad operativa y costo, a saber: a) monitoreo (operación-fluido-degradación), para el seguimiento de la dinámica del pozo, de prestación acotada y costo reducido; b) inspección-ensayo (barreras físicas), para definición de estado, con costo más elevado y mayor dependencia operativa; c) mitigación (tratamiento químico), para controlar la tasa de pérdida de metal inducida por degradación, con un costo relativamente elevado y performance medible por monitoreo. A estas alternativas combinadas puede agregarse mantenimiento preventivo y reparación programada, con soporte en inspección y aptitud, aseguramiento mínimo impacto operativo (diferimiento).

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. Andrzej Anderko y Robert D. Young, "Simulación de Corrosión por CO₂/H₂S Utilizando Modelos Termodinámicos y Cinéticos", OLI Systems Inc., NJ 07950, New York (2011).
4. 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).
5. J.W. Oldfield y W.H. Sutton, "Corrosión por Rendija de Aceros Inoxidables", British Corrosion Journal, Vol. 13, No. 1 (1978).
6. S. Nesic, S. Wang, J. Cai y Y. Xiao, "Modelo Integrado de Corrosión Carbónica y Flujo Multifásico", NACE Corrosion 2004.
7. Y.C. Lu y M.B. Ives, "Factores Críticos en la Corrosión Localizada II", PV 95-15, The ECS Proceeding Series, Pennington, NJ (1996).
8. Boletín API 5C3, "Boletín con Fórmulas y Cálculos para Casing, Tubing, Cañería de Perforación y Propiedades de Cañerías", API (1994).
9. Joe Anders, "Implementación de un Sistema para Gestión de Integridad de Pozos", BP Exploration (Alaska) Inc., SPE (2007).
10. API RP 579-1/ASME FFS-1, "Aptitud para el Servicio".

6. Currículum Vitae Resumido



Nombre: Juan Pedro Rossi
Profesión: Ingeniero Mecánico, Master en Ciencia e Ingeniería
Empresa: Socio – Ingeniero Senior en Integridad
SINTEC S.A.
Colón 3083 – Piso 8 - Mar del Plata (7600) - Argentina
Tel/Fax: (54-223) 464-4322/4323

1. Estudios de Postgrado

- University of Manchester Institute of Science and Technology, Corrosion and Protection Centre, Manchester, UK, 1994. Research Project: Transport Process Modeling in Concrete by Finite Element Analysis.
- University of South Florida, College of Engineering, Tampa, FL, USA, 1994-1996. Master of Science and Engineering. Thesis: The Corrosion Behavior Of Galvanized Steel In Mechanically Stabilized Earth Wall Structures.

2. Desempeño Profesional en el Exterior

- Ingeniero contratado por el Departamento de Transporte de Florida (FDOT) para el diseño, especificación e instalación de sistemas de monitoreo de velocidades de corrosión y diseño de sistemas de protección anticorrosiva en Estructuras Enterradas, FDOT, Gainesville, FL, USA, 1994-1996.
- Asistente de Investigación de la División Corrosión del Centro de Corrosión y Protección del Departamento de Química del Instituto Tecnológico de la Universidad de Manchester, Manchester, UK, 1994.
- Asistente de Investigación y Desarrollo de la División Corrosión del Departamento de Ingeniería Civil y Mecánica de la Universidad de South Florida, Tampa, FL, USA, 1994-1996.

3. Desempeño Profesional en el País (Resumen) – Antecedentes de Mayor Relevancia para el Congreso

- Consultor y soporte técnico (Panamerican Energy LLC) para desarrollo, implementación y seguimiento del Sistema de Gestión de Integridad (IMS), con alcance sobre instalaciones de superficie y de pozo, en todas las unidades de gestión, 2002 - 2017.
- Consultor y soporte técnico (YPF S.A.) para desarrollo, implementación y seguimiento del Sistema de Gestión de Integridad (SGI), con alcance sobre instalaciones de superficie, en la unidad de negocio Neuquén Gas, 2013 - 2017.
- Consultor y soporte técnico (YPF S.A.) para desarrollo, implementación y seguimiento del Sistema de Gestión de Integridad (SGI), con alcance sobre instalaciones de superficie y de pozo, en las unidades de negocio Loma Campana y ANC (Regional NOC), 2014 - 2017.
- Consultor y soporte técnico (Oleoductos del Valle S.A.) para desarrollo, implementación y seguimiento de un Programa de Análisis y Evaluación de Integridad de Oleoducto, 2001 - 2017.
- Consultor y soporte técnico (TERMAP S.A.) para desarrollo, implementación y seguimiento del Sistema de Gestión de Integridad (IMS), con alcance sobre todas las instalaciones operadas por las terminales marítimas de Caleta Olivia y Caleta Córdoba (onshore y offshore), 2004 - 2017.
- Ingeniero de proyecto contratado por Enapsipetrol Argentina S.A. para la implementación de un Programa de Análisis de Riesgo, con alcance en Oleoductos y Gasoductos (onshore y offshore), Área Magallanes, 2012 - 2014.
- Consultor contratado por Pluspetrol (CAMISEA), para la Análisis de Falla y Evaluación de Aptitud para el Servicio, Pozos HPHT, Yacimiento San Martín, Perú, 2012-2015.
- Consultor contratado por Pluspetrol S.A. para la implementación de la Disposición SMeH 029-012 en Pozos Inyectores y Sumideros, Yacimientos Centenario-AB-EPO, 2013 - 2014.

4. Publicaciones Relacionadas

- Albertini C., Pellicano A. and Rossi J. P., “Well Integrity and Corrosion Analysis Techniques Applied to Tubular Design and Remaining Life Extension of Gas Production Wells”, NACE Paper Number 19077, NACE CORROSION 2011, Houston, TX, 2011.
 - Albertini C., Pellicano A. and Rossi J. P., “Advanced Process Simulation and Erosion-Corrosion Modeling Applied to Material Selection and Fitness for Service of Gas Production Wells”, NACE CORROSION 2012 Conference and Expo, Salt Lake City, UT, 2012.
5. Presentaciones a Congresos (Relacionadas)
- Congreso de Integridad en Instalaciones en el Upstream y Downstream de Gas y Petróleo, Técnicas Electroquímicas para el Monitoreo y Evaluación de Sistemas de Producción y Tratamiento de Petróleo y Gas, IAPG, Sheraton Retiro Buenos Aires – Argentina, 20 de mayo de 2014.
 - Congreso de Integridad en Instalaciones en el Upstream y Downstream de Gas y Petróleo, Métodos de Análisis y Evaluación de Corrosión e Integridad, Aplicables a la Determinación de Aptitud para el Servicio y Vida Remante de Instalaciones de Pozos de Gas, IAPG, Sheraton Retiro Buenos Aires – Argentina, 20 de mayo de 2014.