

Gestión de Integridad y Riesgo en Instalaciones Offshore

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

En los últimos años, la gestión de integridad en instalaciones offshore ha madurado sensiblemente, incorporando nuevas tácticas, tecnologías y competencias, cuyo foco se sitúa en asegurar la confiabilidad operativa y evitar impacto ambiental, de peso significativo en este tipo de operaciones. Como consecuencia de esta evolución, la gestión de riesgo y confiabilidad de instalaciones offshore se ha tornado particularmente crítica, incorporando técnicas de identificación de amenazas, análisis cuantitativo, estudios de impacto ambiental y planes de respuesta ante emergencias.

Como sistemas particularmente incidentes en operación y en el medio ambiente, las cañerías offshore conllevan el foco primario de la gestión de integridad de instalaciones, cuyos ejes principales son los siguientes:

- Gestión comprensiva y específica de todos los elementos del sistema, incluyendo risers, flexibles, acoples (fijos-móviles), soportes-anclajes, cañerías rígidas, protecciones y sistemas de detección-monitoreo.
- Análisis y evaluación cuantitativa de riesgo, incluyendo todas las amenazas específicas que aplican en la operación offshore.
- Evaluación y control de corrosión externa e interna.
- Aseguramiento de aptitud basado en confiabilidad, frente a daños por pérdida de metal, distorsiones, pandeo y abolladuras, considerando solicitaciones operativas y estructurales.
- Inspección racional y mantenimiento preventivo de componentes aéreos (incluyendo área de “splash”) y sumergidos.

Bajo este esquema de gestión global de instalaciones offshore, el presente trabajo desarrolla la implementación de programas de evaluación y gestión de integridad-riesgo, con alcance a todos los elementos que componen los sistemas de cañerías, e incluyendo las técnicas más avanzadas, según su factibilidad de aplicación. Como resultado de las distintas evaluaciones desarrolladas, se presentan los planes de aseguramiento, incluyendo metodologías específicas de monitoreo, inspección y control de corrosión.

Palabras clave: Gestión – Integridad – Riesgo – Offshore - Ductos

2. Introducción

El presente trabajo gravita sobre la evaluación y gestión de integridad en instalaciones offshore (Figura 1), con foco en ductos submarinos, risers y estructuras de soporte, a través de una combinación de técnicas y herramientas específicamente adaptadas para abordar instalaciones submarinas y estructuras simultáneamente expuestas a la atmósfera marina y a la zona de mareas. El desarrollo es principalmente metodológico, presentando distintos casos para ilustrar las técnicas abordadas.

El proceso de aseguramiento tiene soporte en la normativa internacional¹⁻⁴ y en prácticas recomendadas^{5,6}, pero la implementación de las metodologías se adapta a la configuración particular y a la forma de gestión de las operadoras locales, incluyendo las prácticas de inspección, monitoreo y mantenimiento, que efectivamente habilitan la factibilidad de los planes basados en riesgo.

Teniendo en cuenta la variante en funcionalidad y prestaciones de los componentes que integran las instalaciones bajo estudio (ductos submarinos, risers y estructura de plataformas), las etapas de evaluación e implementación del sistema de gestión de integridad incluyen (Figura 2):

- Seccionamiento del sistema por elementos, para su evaluación específica (Figura 1): risers, flexibles, acoples (fijos-móviles), soportes-anclajes, cañerías rígidas, protecciones y sistemas de detección-monitoreo.

- Identificación de amenazas por componente, en forma multidisciplinaria, para establecer fehacientemente cuáles son los factores de riesgo que gravitan sobre la integridad, y cómo clasificarlos y evaluarlos.
- Análisis y evaluación de riesgo.
- Implementación de acciones para definición de estado (monitoreo – inspección).
- Evaluación de aptitud y definición de requerimientos de remediación.
- Evaluación de performance, revisión y realimentación del sistema.

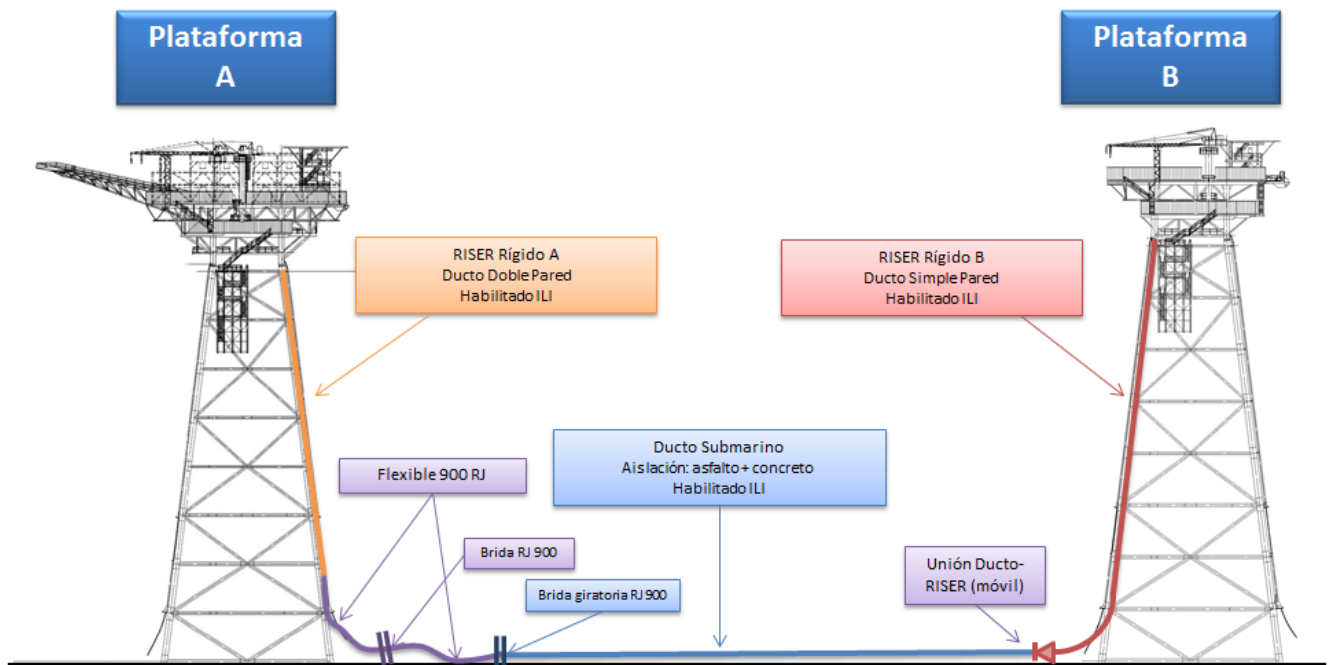


Figura 1. Esquema tipo de instalaciones incluidas en el alcance.

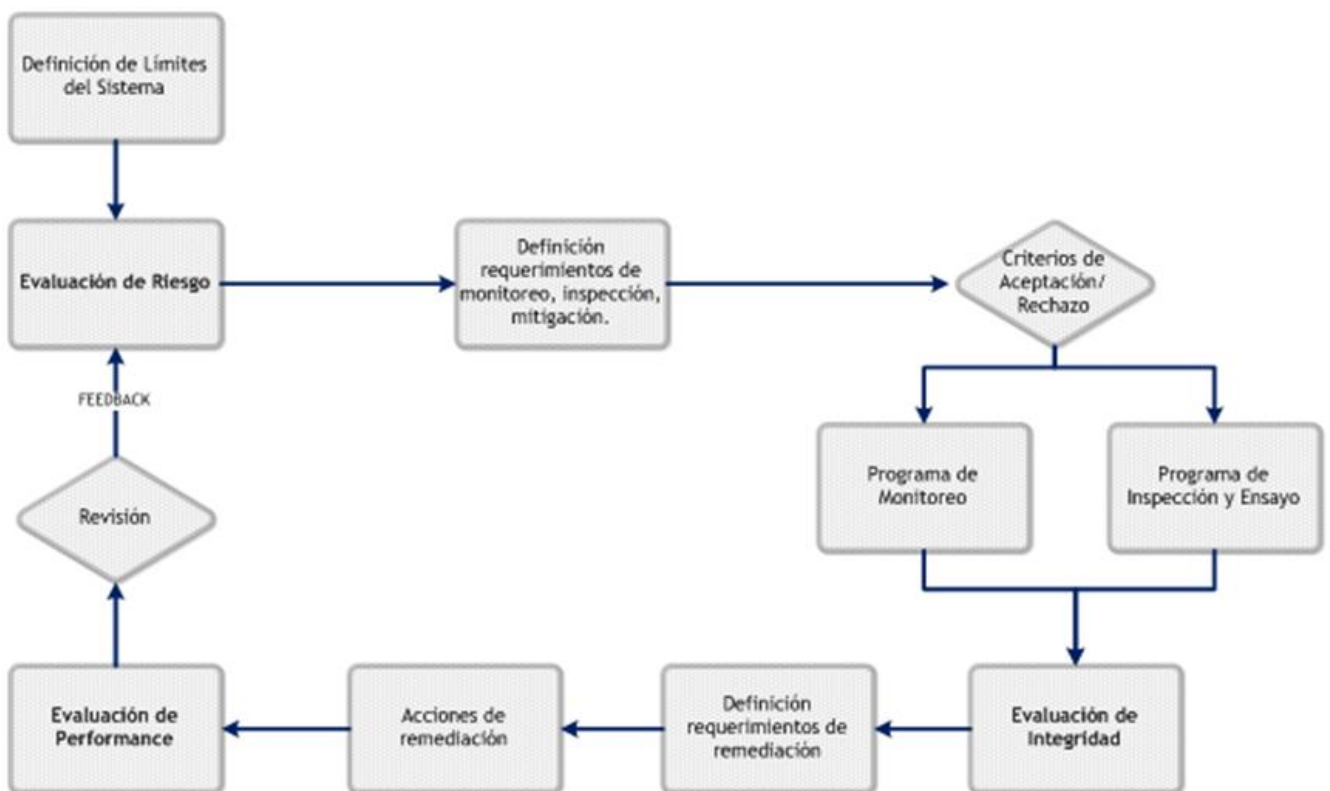


Figura 2. Proceso de aseguramiento de integridad.

3. Desarrollo

3.1. Identificación de Amenazas (HAZID)

3.1.1. Información

Para la ejecución del HAZID y posterior Análisis de Riesgo se utilizó la información proveniente de las siguientes fuentes:

- Datos básicos del sistema.
- Planos de traza, altimetría, batimetría y ubicación de instalaciones de superficie y submarinas.
- Inspección interna, llevada a cabo por herramientas de flujo magnético axial y ultrasonido (ductos y risers).
- Intervenciones, reparaciones y reemplazos.
- Registros históricos de condiciones operativas.
- Registros de inspección y ensayo.

3.1.2. Amenazas Evaluadas

3.1.2.1. General

La evaluación de riesgo fue llevada a cabo considerando las amenazas detalladas en la Tabla 1, clasificadas por categoría.

Tabla 1: Amenazas evaluadas.

Clase	Tipo	Dependientes del Tiempo	Independientes del Tiempo	Estables en el Tiempo
Generales	Impacto		• Excavaciones • Izado • Movimiento vehicular – naval	
	Estructural		• Sobre-tensión • Cedencia • Vibraciones	
	Material			• Selección • Soldadura • Fabricación
	Naturales		• Movimiento suelo – lecho marino • Descarga atmosférica • Viento • Frío Extremo • Terremoto – maremoto	
	Eléctrico		• Falla eléctrica	
	Fuego - Explosión		• Accidental • Falla de sistemas de mitigación	
	Construcción			• Ensayo de presión • Construcción incompleta defectuosa
	Mantenimiento			• Incompleto defectuoso
Degradación	Falla Mecánica	• Desgaste		
	Fatiga	• Tensiones cíclicas		
	Corrosión Externa	• Daño del revestimiento • Falla del sistema de PC • Interferencia en PC • Interfase Suelo-Aire y Agua-aire • Atmosférica • Corrosión Bajo Aislación		
	Corrosión Interna	• Por O₂ • Corrosión Carbónica • Corrosión Galvánica • Agresividad del Fluido • Corrosión Microbiológica • Falla de sistemas de mitigación		
	Erosión – Erosión-Corrosión	• Incremento de Caudal • Sólidos presentes		

		Erosión + Fluido agresivo		
	Daño por Temperatura	- Creep - Daño por Fuego		
Operación y Sistemas de Protección	Control de Derrames		Falla ESD	
	Operación		- Procedimiento - Alarma - Corte de energía	
	Proceso	Ensuciamiento		
	Sobre-presión		Falla PSV	
	Baja Presión		Falla dispositivos de seguridad	
	Falla Mecánica (Accionamiento)		Falla actuador	

3.1.2.2. Flexibles

Considerando su complejidad e importancia en el esquema de instalaciones offshore, los flexibles fueron analizados y evaluados en forma discriminada, en función de las amenazas que inciden en su integridad, conforme a la estadística vigente en la industria. Todas las operadoras offshore reconocen la necesidad de implementar, en forma sistemática, la evaluación de riesgos y gestión de integridad de flexibles en servicio. No obstante, la identificación de criterios críticos y los medios para llevar a cabo programas eficientes, de inspección y monitoreo, evolucionan continuamente.

3.1.3. Diseño

En este caso predomina la incidencia de los flexibles, que se instalan y operan en condiciones marginales y complejas, lo cual incorpora desafíos adicionales a la gestión de integridad, tanto en términos de riesgo como de aptitud. En la Figura 3 se ilustra un esquema genérico representativo de los flexibles de uso común en las aplicaciones offshore, incluyendo un detalle somero de los componentes y funciones de cada una de las capas que los componen.

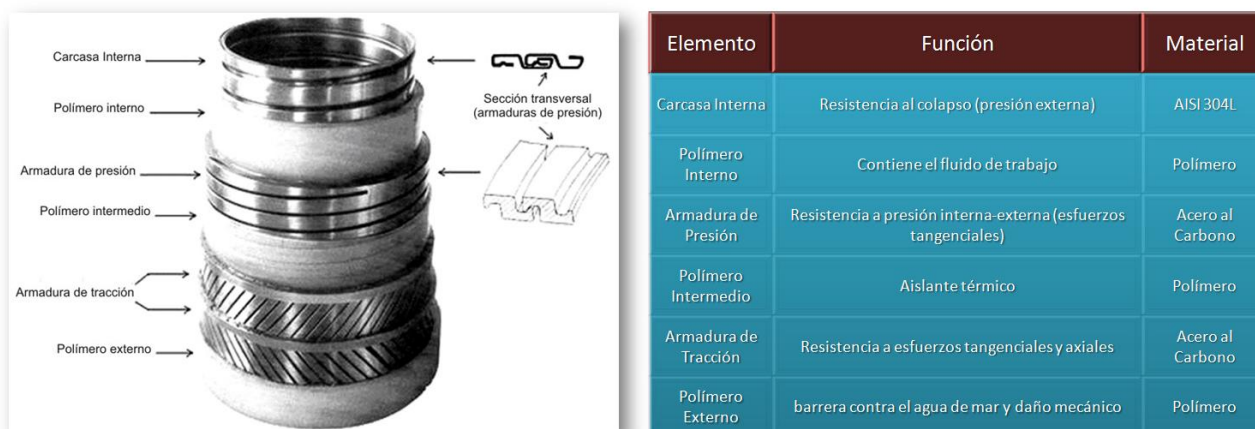


Figura 3. Esquema correspondiente a los flexibles de uso común en aplicaciones offshore.

3.1.4. Estructural

3.1.5. Conexiones

Los elementos susceptibles de generar sobrecarga por desplazamiento, tales como las conexiones entre risers y ductos (spools), fueron identificados como potencialmente críticos, en términos estructurales. Este tipo de componentes permite conectar segmentos desalineados, que eventualmente pueden desplazarse por acción de las corrientes marinas o de esfuerzos de impacto asociados a maniobras de anclaje. En la Figura 4 se ilustran ejemplos de estos elementos y segmentos submarinos reemplazados, correspondientes a unos de los tramos evaluados.

3.1.6. Flexibles

Los flexibles están sometidos a estados tridimensionales de esfuerzos, teniendo en cuenta que absorben componentes tangenciales, radiales y axiales, por acción simple o combinada de solicitaciones de tracción-compresión, flexión, torsión y presión (interna-externa). En particular, tanto los esfuerzos axiales como tangenciales pueden sufrir incrementos bruscos, tanto por variaciones geométricas, del medio u operativas (Figura 5). Por consiguiente, el factor Estructural constituye una amenaza de incidencia significativa, pero de

difícil cuantificación. En el caso específico del sistema bajo estudio, la única solicitación conocida y registrada es la debida a la presión diferencial (interna – externa) .

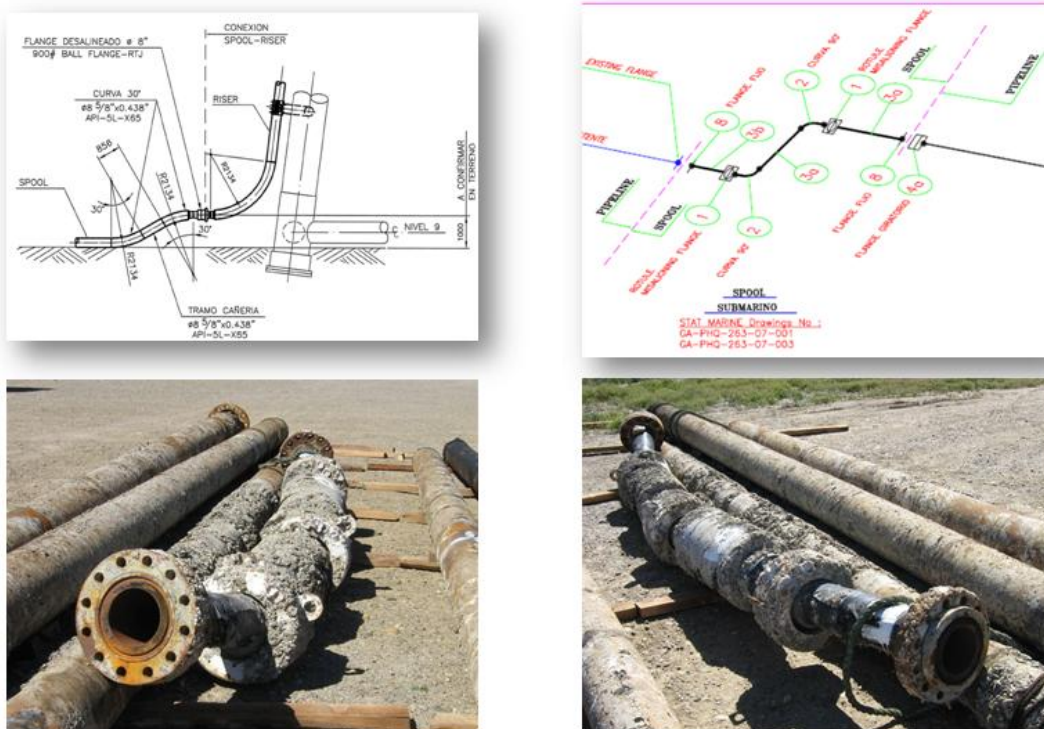


Figura 4. Conexiones móviles: conexión spool-riser (arriba izquierda); spool submarino de conexión entre un segmento reemplazado y el existente (arriba derecha); empalmes submarinos de un segmento extraído para su reemplazo (abajo).

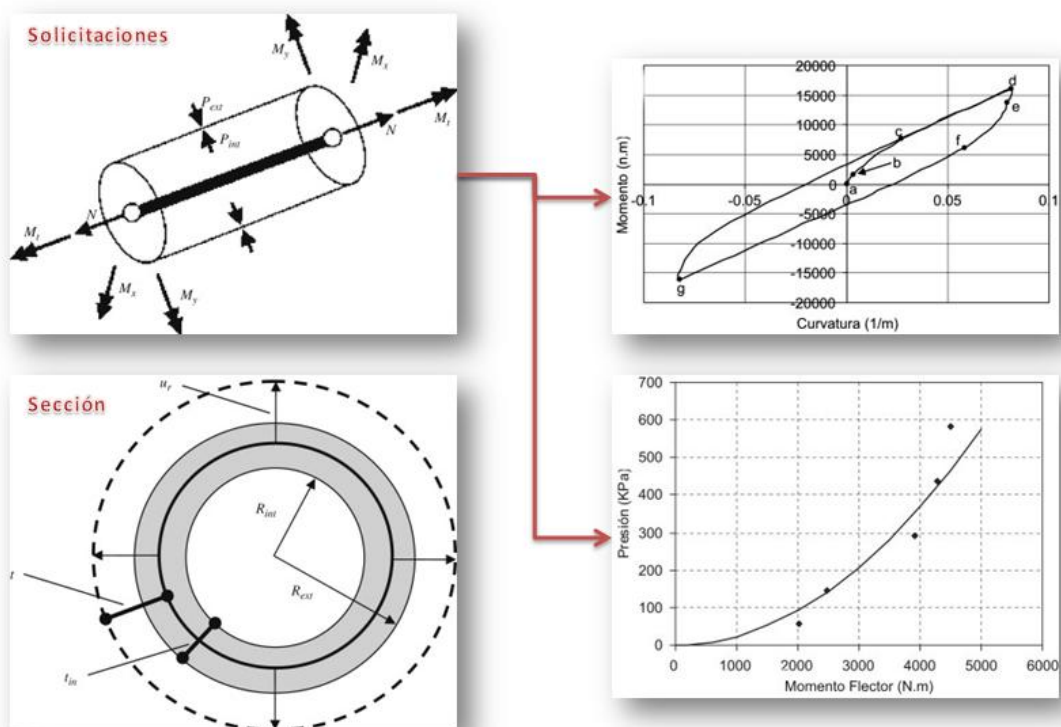


Figura 5. Solicitaciones en flexibles (arriba izquierda) y variaciones en función de la geometría y de la presión (derecha).

3.1.7. Mecanismos de Daño

3.1.7.1. Corrosión

En términos cuantitativos, fue posible evaluar la incidencia de la corrosión externa e interna, de acuerdo a la información disponible. Para ello se llevó a cabo la estimación de las tasas de pérdida de metal por retro-proyección, sustentada en lo siguiente:

- Profundidades reportadas de defecto, considerando la incidencia de un factor de incertidumbre.
- Factores máximo y mínimo de amortiguamiento, estimados bajo las siguientes hipótesis:
 - Corrosión externa (atmosférica): constituye una amenaza de incidencia severa en risers, cuyas inspecciones arrojaron tasas localizadas que alcanzan 1 mm.año^{-1} , promoviendo defectos locales que virtualmente comprometen a la cañería. Cabe mencionar que hay elementos que potencian este mecanismo, tales como las abrazaderas móviles (Figura 6).
 - Corrosión interna (ductos y risers): el mecanismo dominante es microbiológico (Figura 7) y el amortiguamiento depende principalmente de la temperatura. Esta componente es particularmente agresiva en oleoductos, siendo de incidencia menor en los sistemas bajo flujo multifásico.

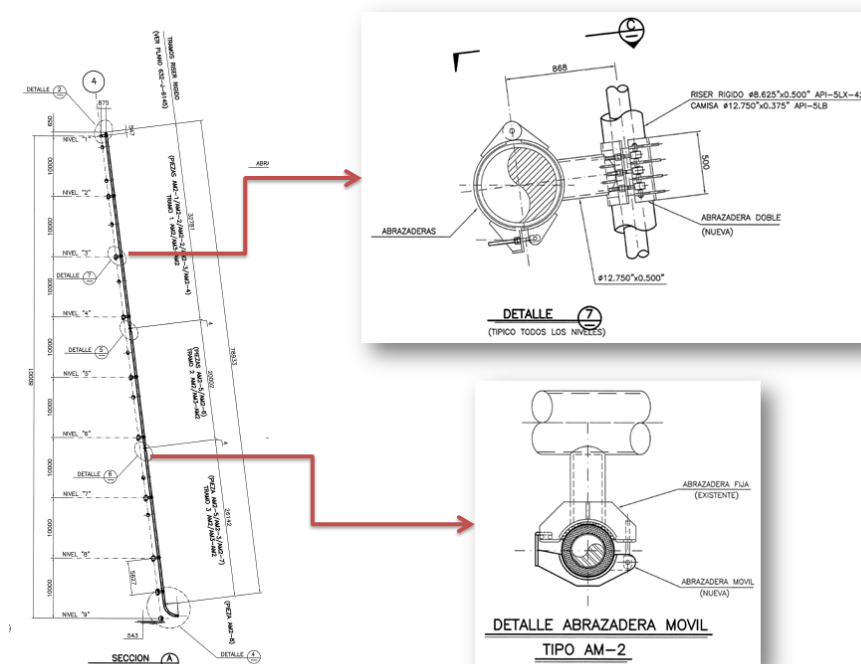


Figura 6: Sitios preferenciales para el inicio y desarrollo de corrosión externa en risers.



Figura 7. Evidencia de corrosión microbiológica, análisis de falla.

- Corrosión externa (componente submarina): esta componente se analizó con soporte en data histórica disponible (Figura 8) y registros de relevamientos de potenciales (Figura 9), con el objetivo de cuantificar los parámetros necesarios para simular la propagación de corrosión externa (tramos onshore y offshore), considerando como factores condicionantes a la concentración de oxígeno y el contenido de bacterias anaerobias, variables ambos con la profundidad de tapada (onshore), y con la profundidad del mar (offshore). En el caso particular del tramo onshore, se considera que los defectos se originan en las fallas de revestimiento. Para el tramo offshore, se tomó un promedio por cada segmento de 250 metros de longitud (criterio adoptado para la evaluación del sistema de protección catódica).

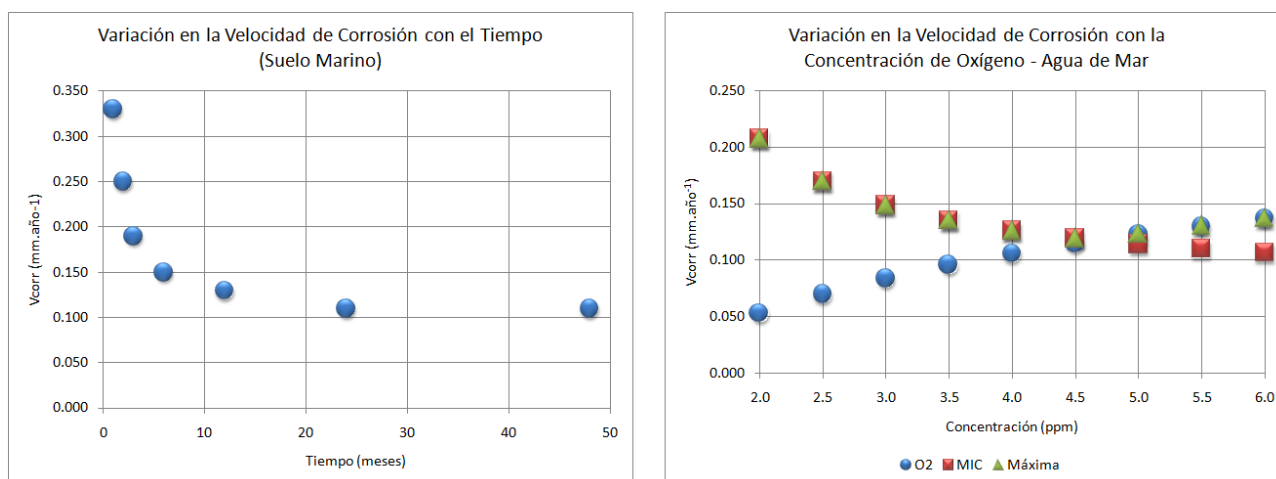


Figura 8. Comportamiento de la tasa de corrosión libre en función del tiempo y de los factores condicionantes (oxígeno-bacterias).

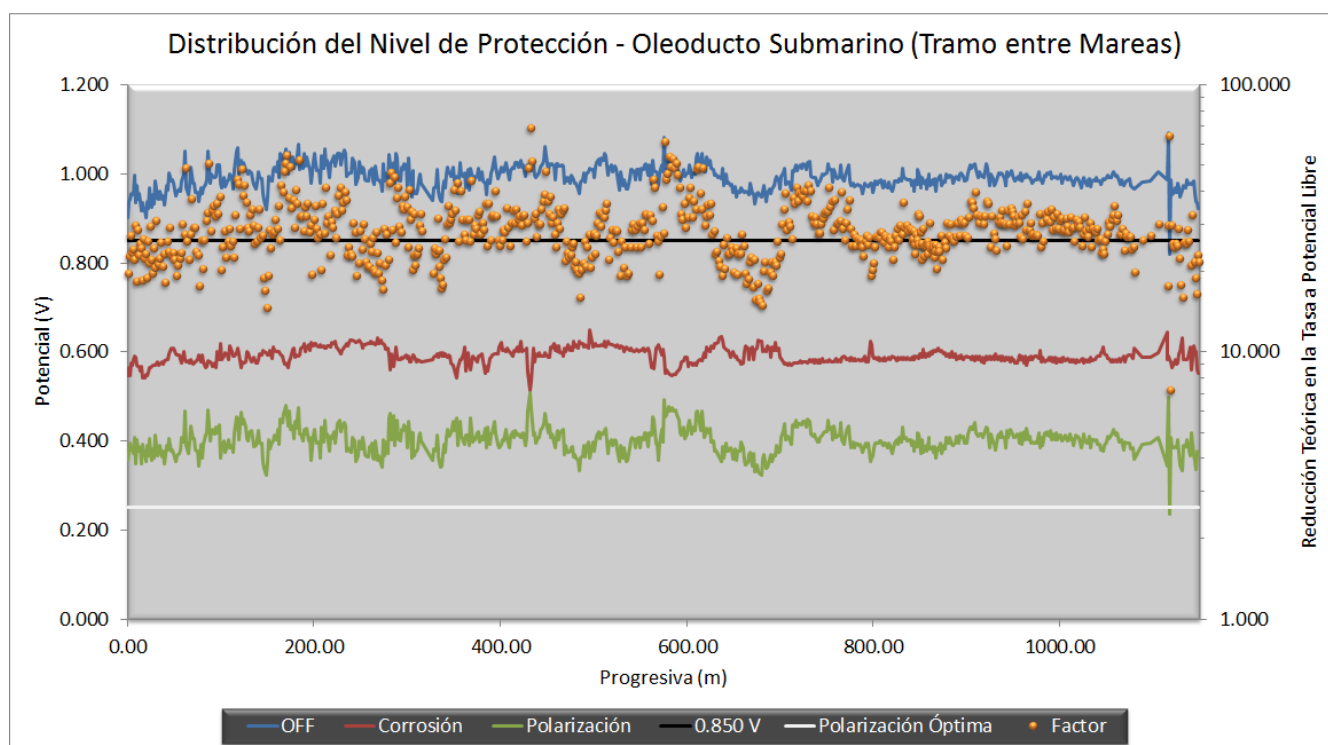


Figura 9. Distribución de parámetros de protección en oleoducto submarino, tramo entre mareas.

3.1.7.2. Erosión

Este mecanismo afectaría potencialmente a los risers que conducen gas, en virtud de lo verificado en muestras de cañerías de producción (Figura 10). Si bien las condiciones hidrodinámicas de las cañerías de producción son completamente distintas a las de los risers y ductos, considerando el proceso intermedio de separación y las secciones, es posible que haya algún arrastre de sólidos que produzca daño eventual en zonas con cambios direccionales bruscos (codos).

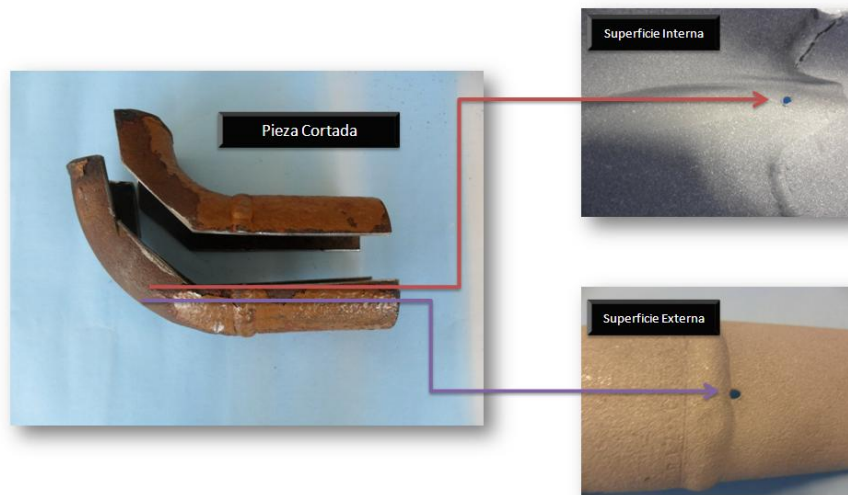


Figura 10. Daño por erosión, cañería de producción de gas.

3.1.7.3. Fatiga

En este caso la fatiga aplicaría eventualmente a los risers, considerando su configuración y vinculaciones, dependiendo fundamentalmente de dos componentes:

- Presión interna (ciclos de máxima y mínima).
- Corrientes marinas, traducidas en esfuerzos cíclicos de flexión.

3.1.7.4. Desgaste

De acuerdo a la información disponible, este mecanismo sería viable en componentes móviles, tales como las conexiones entre segmentos de riser (Figura 11).

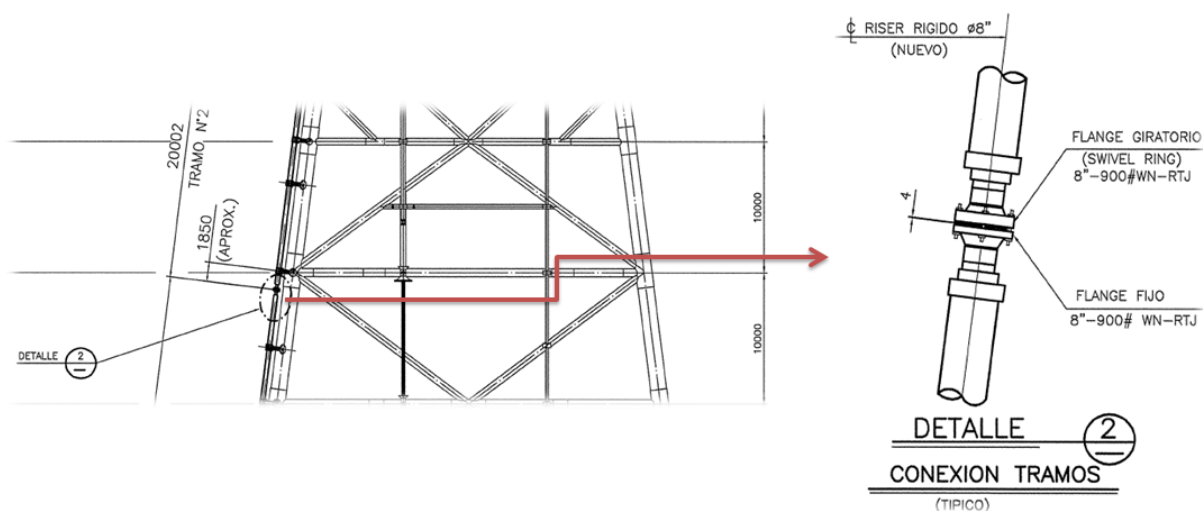


Figura 11. Detalle de conexión móvil entre tramos de riser.

3.1.8. Soporte Estadístico

La Figura 12 resume un comparativo entre la estadística efectuada en el período 2002 por los países de mayor experiencia en uso y mantenimiento de sistemas offshore (Reino Unido y Noruega), y la estadística global resultante al período 2010. De acuerdo a la evolución verificada en el período analizado, se extraen dos conclusiones significativas:

- Daño por impacto (cubierta polimérica externa): el incremento registrado se explica por el desarrollo de los planes de integridad, principalmente monitoreo e inspección, que permiten la detección temprana de este tipo de fallas (dependiendo de la extensión del daño, pueden darse fallas asociadas a corrosión y corrosión-fatiga, en la armadura de tracción).

- Envejecimiento de la cubierta polimérica interna: la reducción registrada se debe al incremento en el conocimiento del comportamiento de polímeros (degradación), incorporado a los planes de aseguramiento de integridad (reemplazo preventivo).

La Figura 13 muestra la evolución en el período de ocurrencia de fallas, representada por la variación en la fracción de la población dañada versus el tiempo transcurrido hasta la ocurrencia de la falla. Esta curva puede dividirse en tres partes:

- Falla temprana: ocurre en la etapa inicial de servicio, por incidencia de errores de diseño y montaje.
- Falla en etapa intermedia: fallas aleatorias inducidas por amenazas independientes del tiempo, tales como impacto, estructurales, naturales, etcétera.
- Fallas por degradación: una vez que el flexible aproxima el final de su vida útil, se torna más susceptible a los mecanismos de degradación (polímeros – aleaciones), que se manifiestan a través del envejecimiento de la capa polimérica interna, de la fatiga, corrosión, erosión, etcétera.

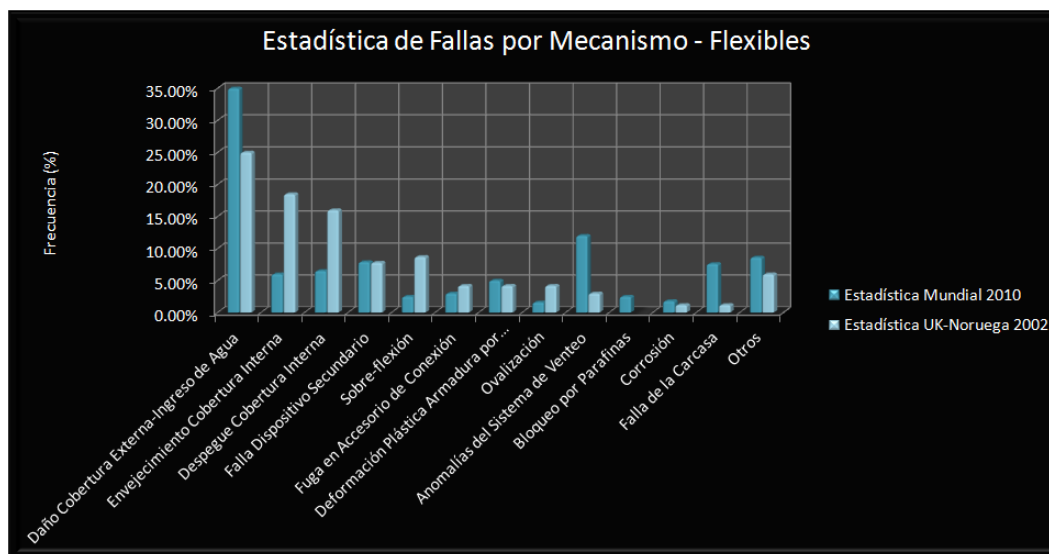


Figura 12. Comparativo en la estadística de fallas de flexibles en servicio (2002 – 2010).

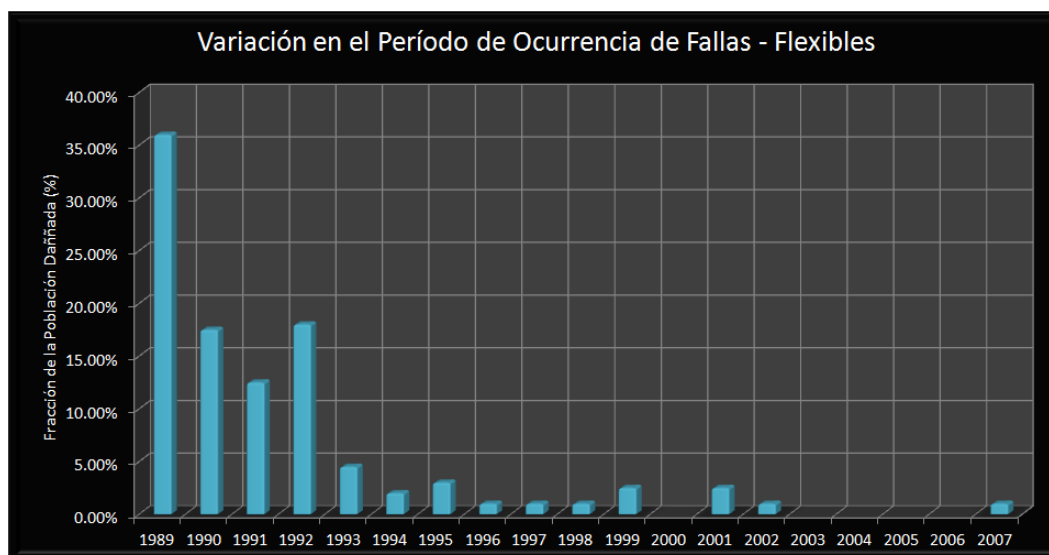


Figura 13. Variación en el período de ocurrencia de fallas.

3.1.9. Riesgo

3.1.9.1. Ductos

En las Figuras 14 y 15 se ilustran las matrices correspondientes a los segmentos más críticos de los grupos onshore (plataforma-playa) y offshore (entre plataformas), localizando cada amenaza según sus niveles de frecuencia e intensidad, y clasificándola según su nivel de riesgo resultante (alto-medio-bajo). En el caso particular de estos segmentos, las amenazas dominantes son las siguientes:

- Dependientes del Tiempo: Corrosión Interna y Externa, Erosión y Fatiga.

- Independientes del Tiempo: Impacto, Sobre-Presión, Estructural, Fuego-Explosión, Operación y ESD.
- Estables en el Tiempo: Mantenimiento.

Matriz HAZID – Tramo Plataforma-Playa							
Frecuencia	Muy Alta	1					
	Alta	2					
	Media	3		Falla Mecánica	Fatiga - Corrosión Ext/Int - Operación	Sobre-presión	
	Baja	4		Material - Fatiga - Proceso	Estructural - Naturales - Mantenimiento - Desgaste	Impacto - Fuego/Exp - ESD	
	Muy Baja	5			Eléctrico - Construcción- Erosión		
	Muy Baja	6					
			5	4	3	2	1
			Muy Baja	Baja	Media	Alta	Muy Alta
			Intensidad				

Figura 14. Matriz de riesgo, tramo plataforma-playa.

Matriz HAZID – Tramo entre Plataformas							
Frecuencia	Muy Alta	1					
	Alta	2			Corrosión Interna		
	Media	3		Proceso - Falla Mecánica	Fatiga - Corrosión Externa - Operación		
	Baja	4		Material	Estructural - Naturales - Construcción - Mantenimiento - Desgaste	Impacto - Fuego/Exp - ESD	
	Muy Baja	5			Eléctrico - Erosión	Sobre-presión	
	Muy Baja	6					
			5	4	3	2	1
			Muy Baja	Baja	Media	Alta	Muy Alta
			Intensidad				

Figura 15. Matriz de riesgo, tramo entre plataformas.

3.1.9.2. Flexibles

La Figura 16 ilustra la distribución en el riesgo de falla por modo, para los flexibles de cada plataforma, considerando individualmente los modos de falla aplicables. La distribución resultante permite inferir que, en promedio, los modos de falla más críticos son Despegue de Cobertura Interna, Anomalías en Sistemas de Venteo y Fugas en Sistemas de Conexión, condicionados fundamentalmente por la consecuencia.

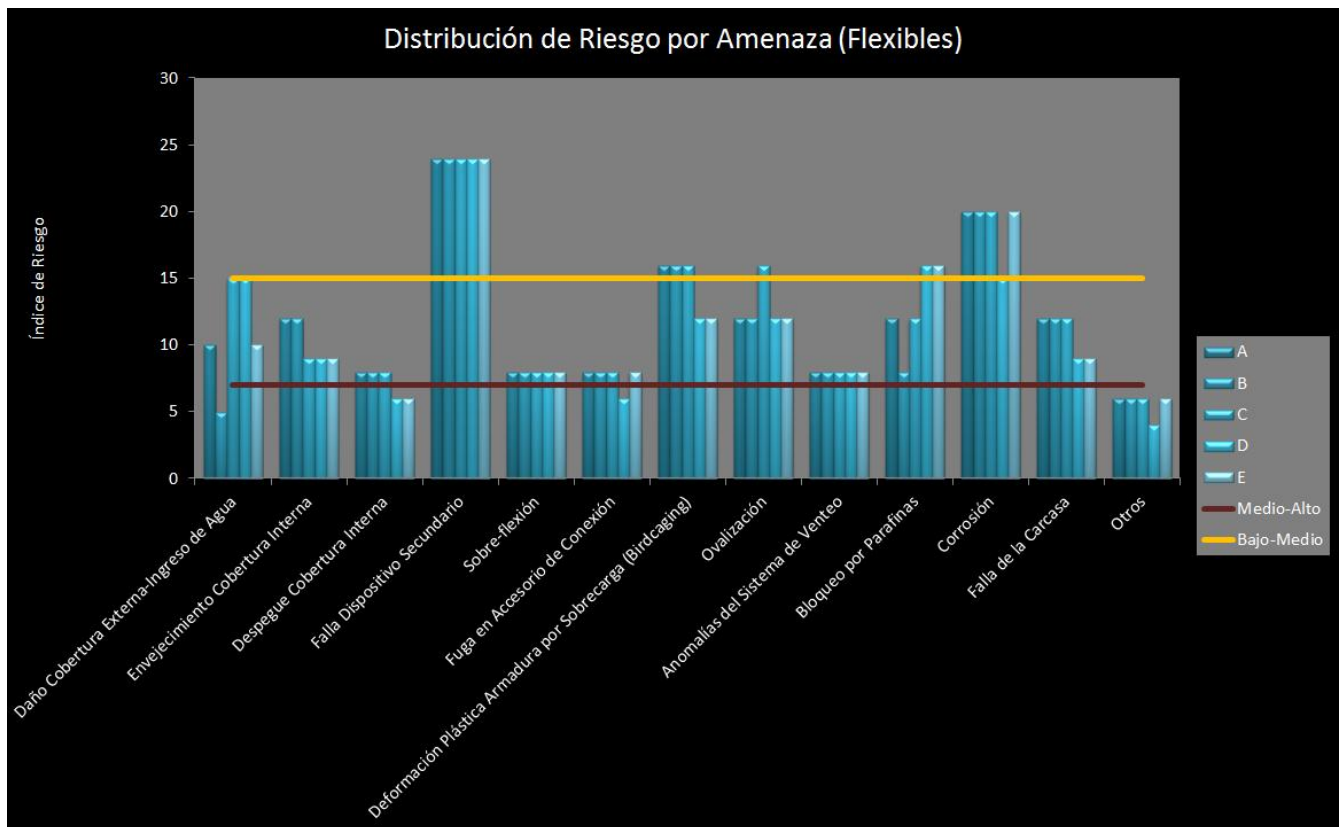


Figura 16. Distribución de riesgo de amenaza por modo, flexibles evaluados.

3.2. Análisis Cuantitativo

3.2.1. Simulación Operativa

Para ilustrar exhaustivamente este proceso, se seleccionó un gasoducto submarino, caracterizado de forma termodinámica y fluido-dinámica (correlaciones de flujo multifásico), a partir de lo cual se obtuvieron los siguientes perfiles:

- Presión, temperatura y densidad de mezcla (Figura 17), parámetros necesarios para evaluar la tendencia para el inicio y propagación de mecanismos de daño por pérdida de metal.
- Velocidades y holdup (Figuras 18 y 19), para estimar tasas iniciales de pérdida de metal.

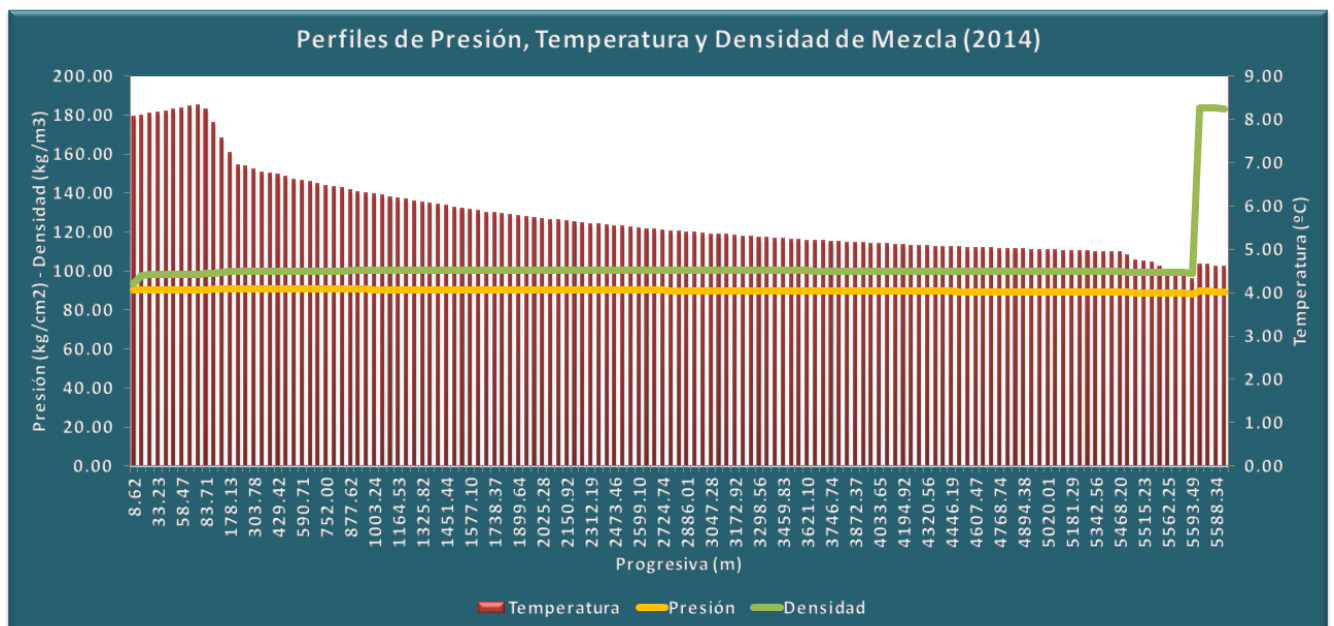


Figura 17. Distribución de perfiles de presión, temperatura y densidad de mezcla.

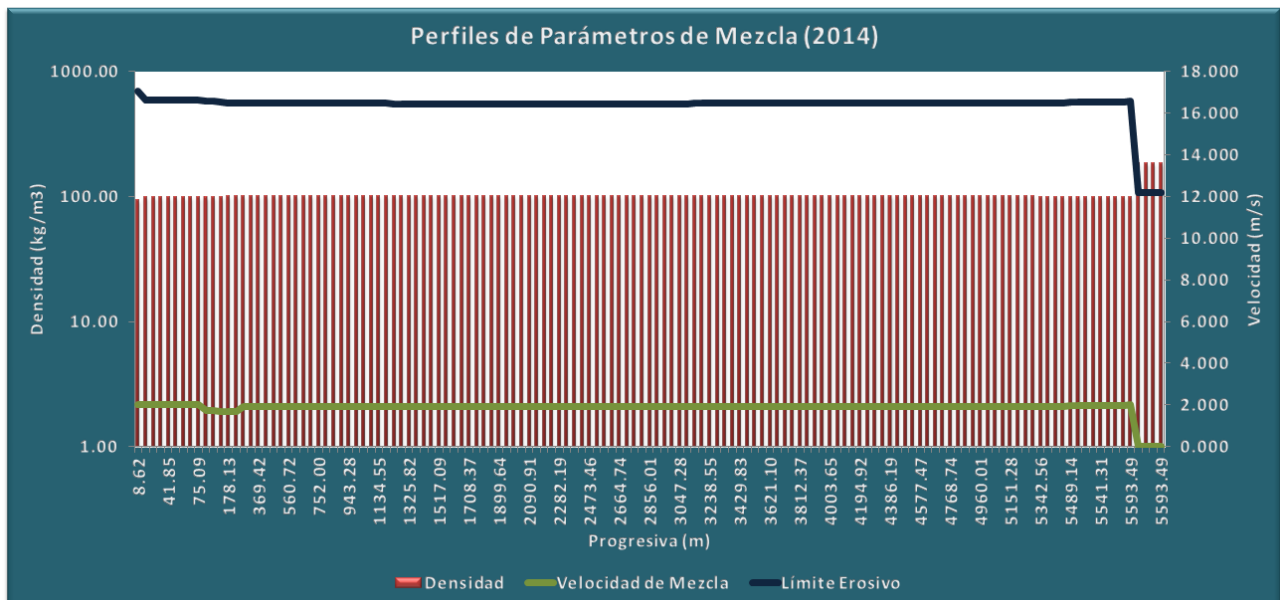


Figura 18. Parámetros de mezcla (componente erosiva).

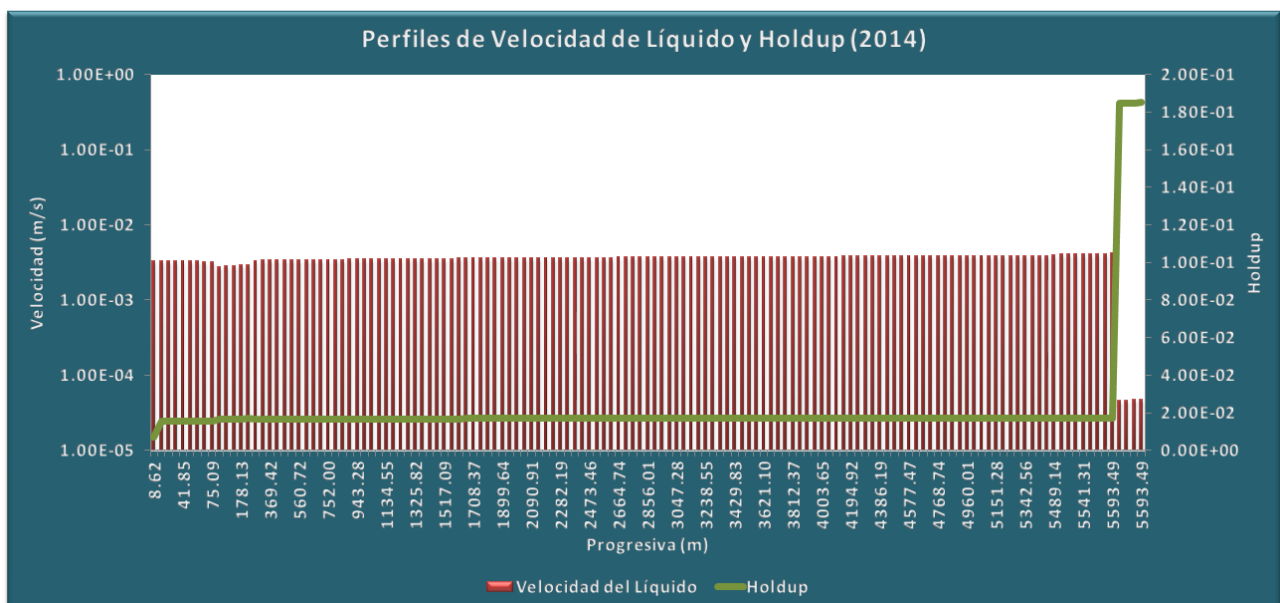


Figura 19. Parámetros del líquido (componente corrosiva).

3.2.2. Evaluación de Mecanismos de Daño

3.2.2.1. Corrosión Interna y Externa

3.2.2.1.1. Oleoducto Submarino

En este caso se evalúa un oleoducto submarino entre plataformas, en el cual se realizó una inspección interna con herramienta inteligente de flujo magnético, cuyos resultados generales se resumen a continuación (Figura 20):

- Se detectaron 478 anomalías con pérdida de metal, de las cuales aproximadamente el 94% se encuentran asociadas a corrosión interna y el 6% restante a anomalías de manufactura.
- La profundidad reportada oscila entre el 10 y 21% del espesor nominal.
- Se detectaron tres anomalías en soldadura circunferencial (defecto de construcción).

En función del mecanismo de daño activo (corrosión interna), se llevó a cabo una proyección de profundidad a tres (3) años (Figura 20), verificándose la usencia de defectos con profundidad proyectada superior al 45% del espesor nominal de pared.

3.2.2.1.2. Risers

Un año después de inspeccionado el oleoducto, se realizó una inspección interna por ultrasonido umbilical en los risers. A continuación se resumen los resultados obtenidos de ambas inspecciones:

- En el riser de la plataforma de acometida (A) se detectaron 9 defectos con pérdida de metal asociadas a corrosión externa y profundidades máximas que alcanzan el 64% del espesor nominal.
- El riser correspondiente a la descarga (D) presenta 5 defectos con pérdida de metal asociadas a corrosión externa. Las profundidades máximas reportadas alcanzan el 48% del espesor nominal.

A nivel comparativo, en la Figura 21 se ilustra la distribución de defectos y profundidad reportados por las herramientas de inspección, para los riser de ambas plataformas.

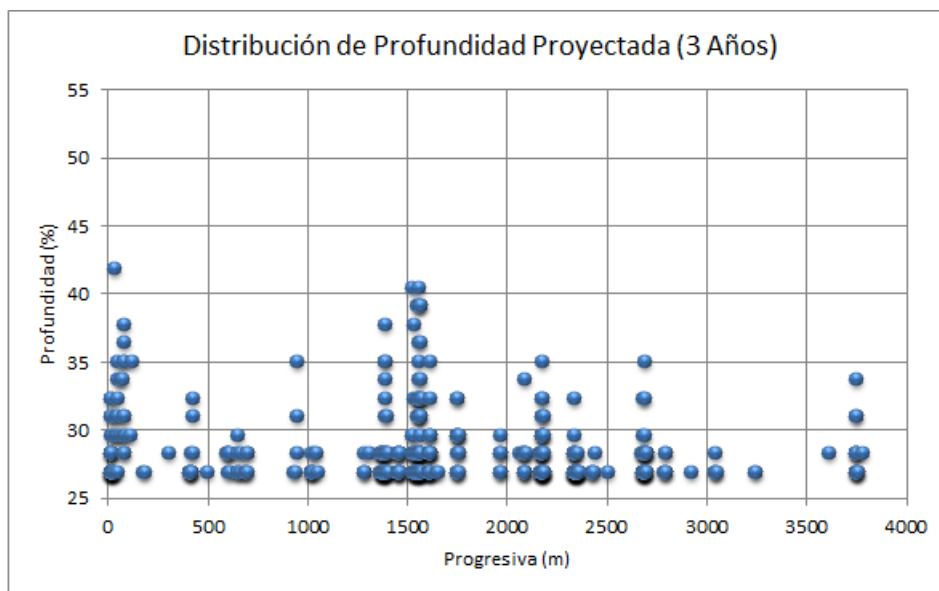


Figura 20. Proyección de daño por corrosión en oleoducto submarino.

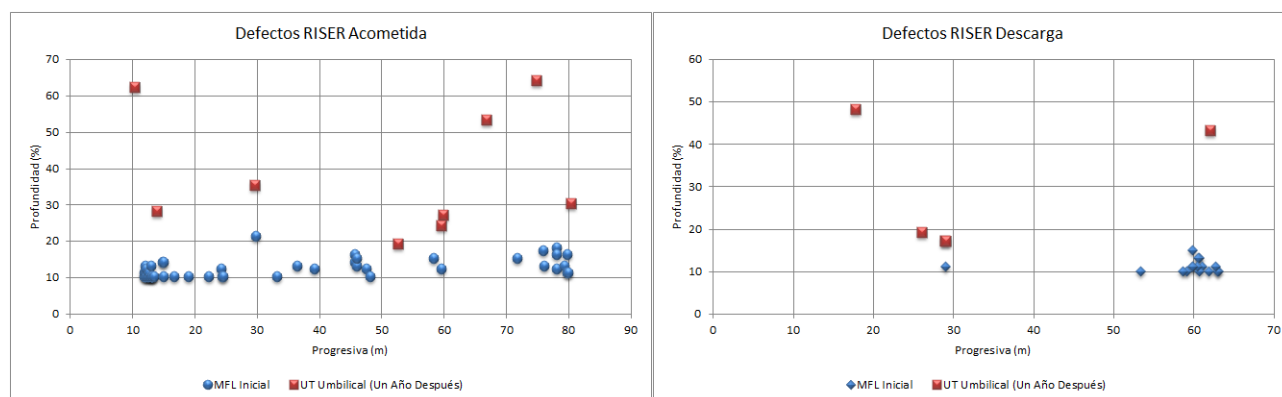


Figura 21. Proyección de daño por corrosión en risers de acometida (izquierda) y descarga (derecha).

3.2.3. Aptitud para el Servicio

3.2.3.1. Oleoducto Submarino

La aptitud mecánica del ducto analizado fue evaluada a partir de los siguientes parámetros:

- Condición de operación simulada.
- Resistencia remanente actualizada conforme a la proyección de daño.

En la Figura 22 se ilustra la distribución de resistencia remanente actualizada a lo largo de la traza, junto con el perfil actual de operación (simulado), la máxima presión admisible de diseño y la MAPO, actualizada en función de los resultados de la proyección de crecimiento.

Complementariamente con la evaluación de defectos, se llevó a cabo un análisis de un tramo en voladizo (free span), asociada a eventuales defectos circunferenciales en costura. Para ello se calcularon inicialmente las tensiones nominales de tracción, por métodos numéricos (Figura 23). A partir de los esfuerzos nominales, y asumiendo una determinada geometría de defecto, se calculó la resistencia remanente en costura (Figura 24).

3.2.3.2. Risers

Conforme a los resultados de la inspección interna por ultrasonido umbilical se evaluó la aptitud de los risers de ambas plataformas. La Figuras 25 ilustra las tensiones calculadas para cada defecto contra las máximas de fluencia del material y las de trabajo.

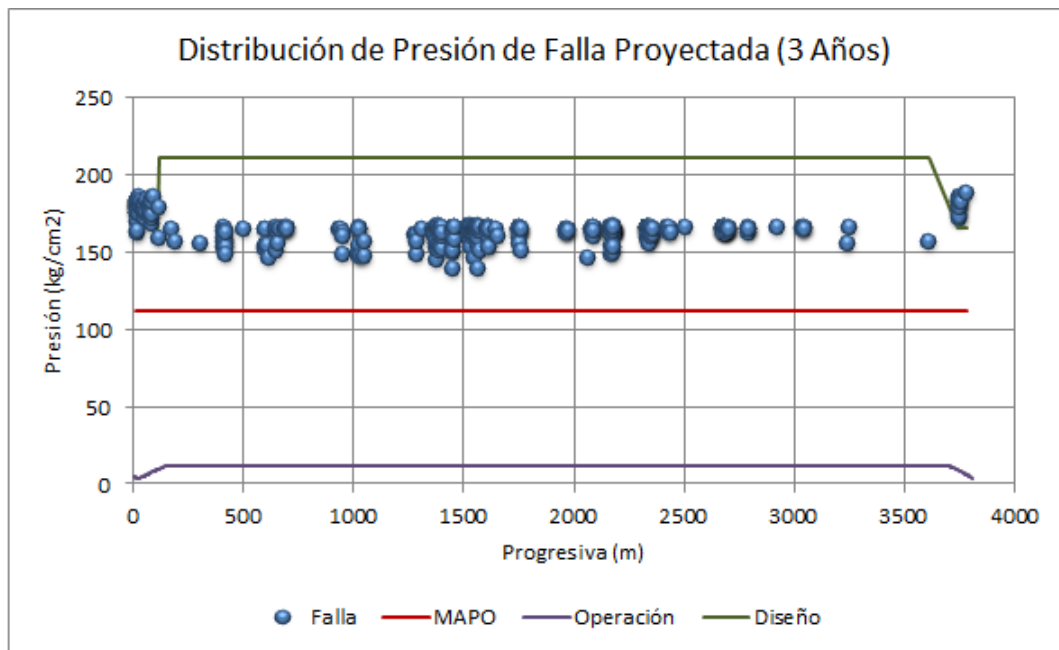


Figura 22. Resultados de evaluación de aptitud proyectada, oleoducto.

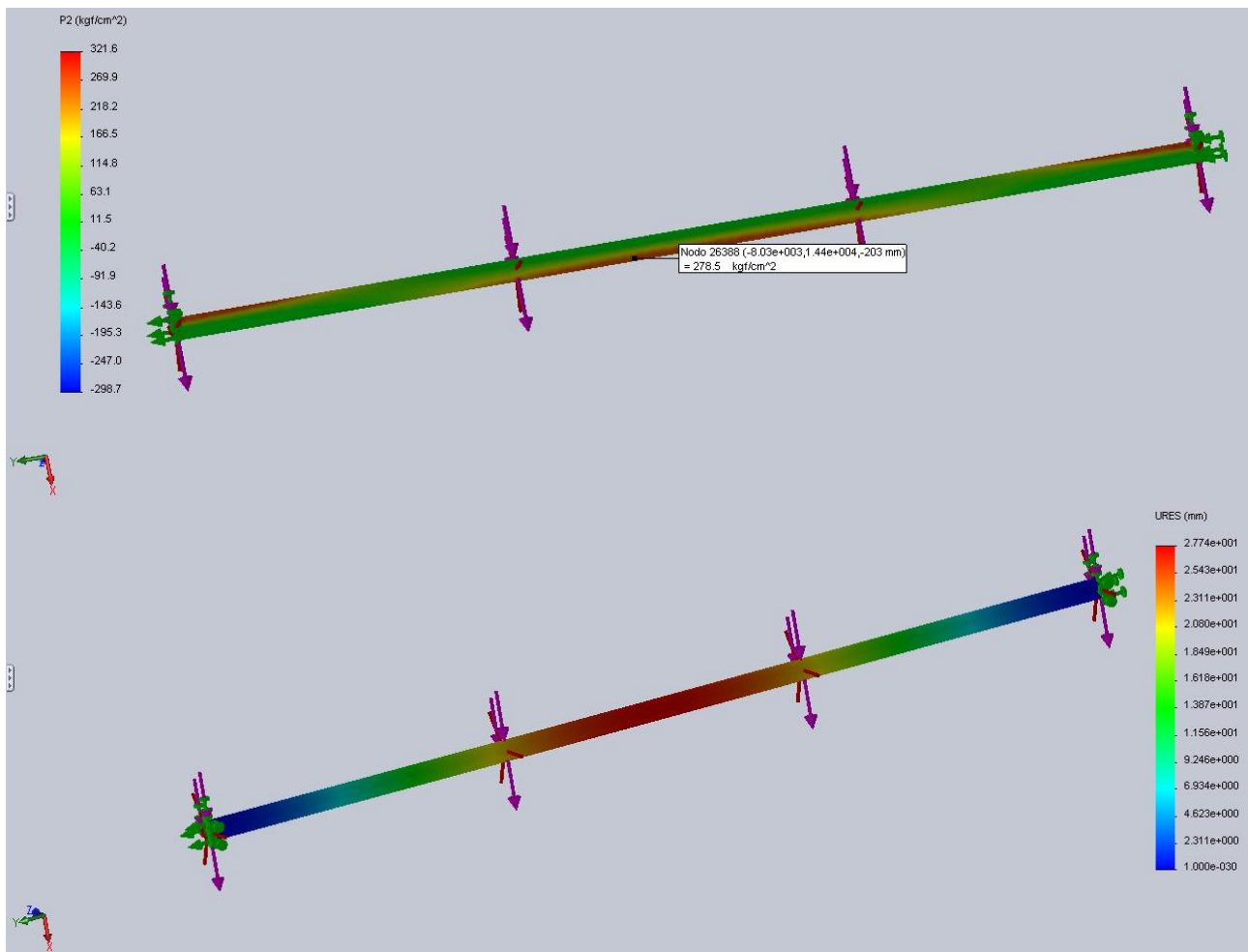


Figura 23. Distribución de esfuerzos nominales (arriba) y deformaciones (abajo), segmento en voladizo.

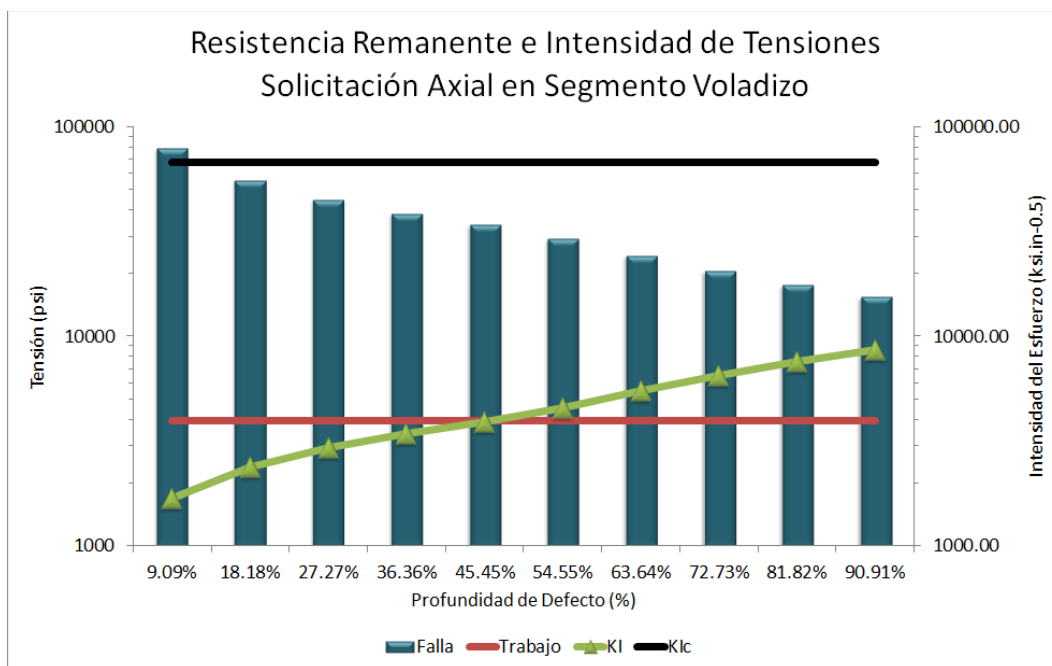


Figura 24. Tensión de falla y factor de intensidad del esfuerzo en costura, segmento en voladizo.

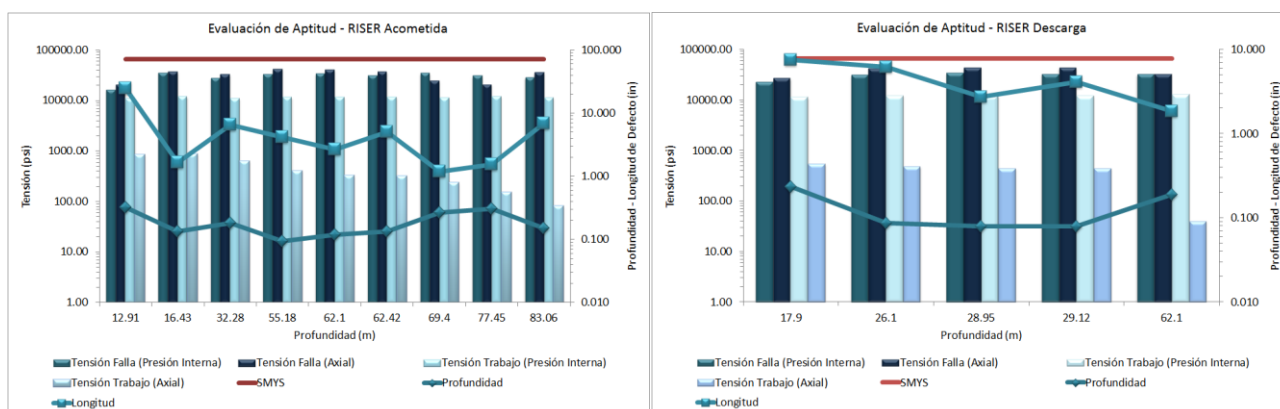


Figura 25. Resultados de evaluación de aptitud proyectada, risers.

3.2.4. Riesgo

3.2.4.1. Probabilidad

El cálculo de la probabilidad de falla sectorizada se llevó a cabo considerando los siguientes factores:

- Escenario de operación simulado y actualizado al momento de la evaluación.
- Condición de aptitud actualizada, según la profundidad de defecto y resistencia remanente de la cañería.

En la Figura 26 se presenta la probabilidad de falla calculada por segmento, versus la cantidad remanente de defectos reportados.

3.2.4.2. Consecuencia

El cómputo de la consecuencia de falla incorpora los siguientes factores:

- Factor ambiental: se estima un nivel de impacto elevado para el segmento offshore, considerando el nivel de dispersión probable ante una falla.
- Factor de salud y seguridad: estimado en función de la posibilidad de producir daño permanente o transitorio.
- Factor de negocio: estimado a partir del impacto operativo.

La Figura 27 (izquierda) ilustra los coeficientes correspondientes a cada uno de los factores de impacto, estimados para cada segmento. La Figura 27 (derecha) muestra la distribución de la consecuencia de falla, con predominio del factor ambiental y de reputación. En los risers (extremos) se observan los niveles máximos de impacto, condicionados los factores de salud y seguridad.

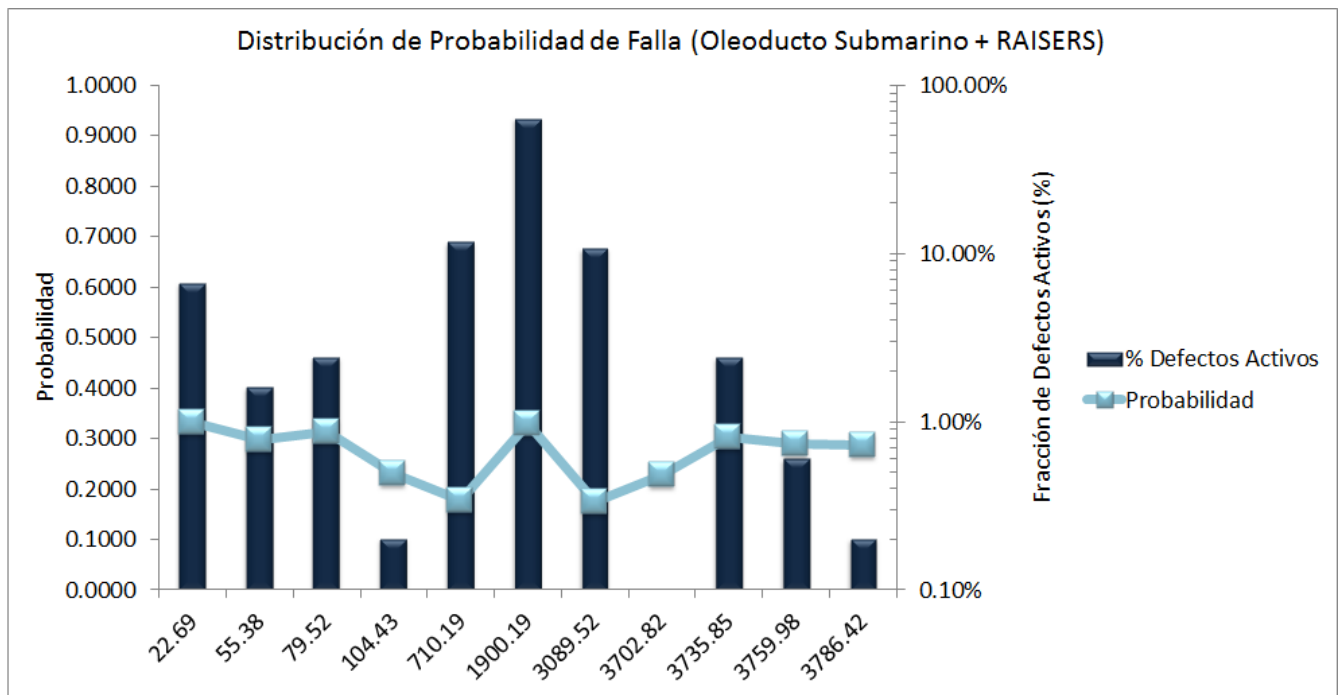


Figura 26. Distribución de probabilidad de falla y fracción remanente de defectos.

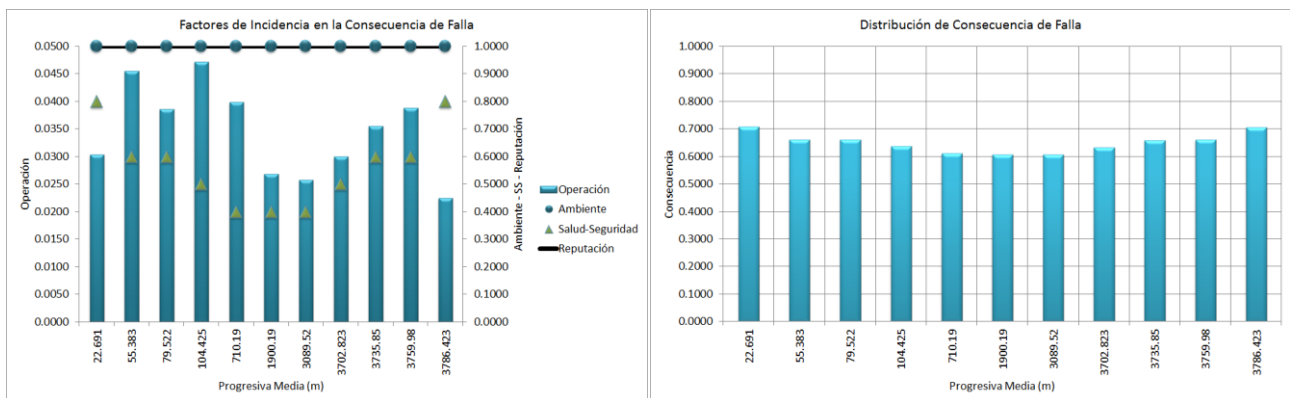


Figura 27. Factores condicionantes de la consecuencia (izquierda) y distribución global (derecha).

3.2.4.3. Riesgo

Los resultados correspondientes al análisis de riesgo se representan en los siguientes gráficos complementarios:

- Figura 28 (izquierda): matriz de riesgo correspondiente al período de análisis.
- Figura 28 (derecha): gráfico de la distribución del riesgo de falla por segmento.

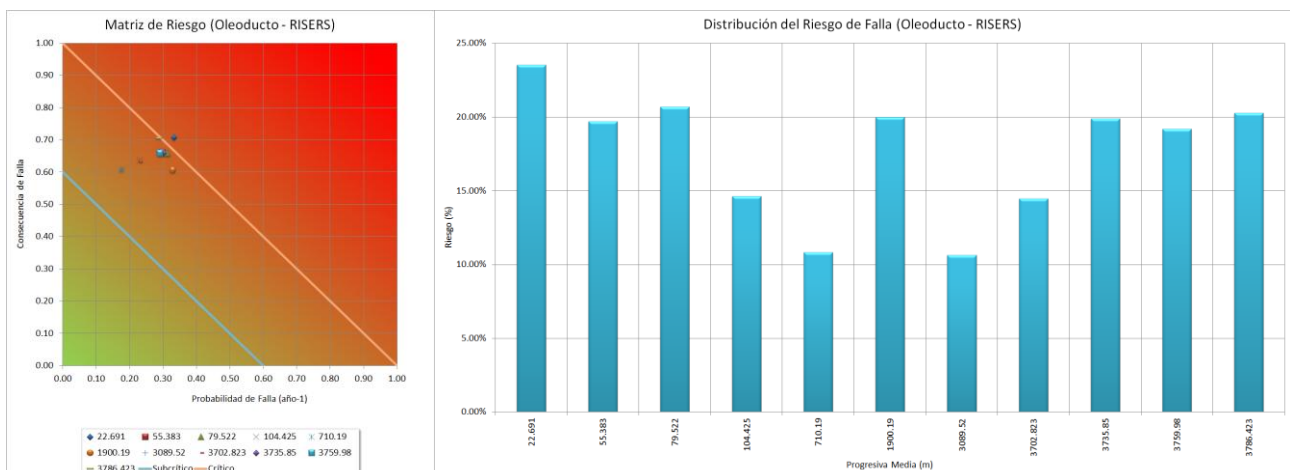


Figura 28. Matriz de riesgo (izquierda) y distribución por tramo (derecha).

3.3. Planes de Aseguramiento

3.3.1. Monitoreo

El trabajo contempla el seguimiento de los mecanismos de daño dominantes en los sistemas analizados, incluyendo corrosión interna y externa, a través de las técnicas presentadas a continuación.

3.3.1.1. Fluido de Trabajo

El programa se sustenta en la toma muestras en plataforma, en donde se mida y determina el contenido de bacterias SRB y análisis físico-químico completo. Para convalidar la eficiencia de los tratamientos de dosificación de bactericida, se implementaron ensayos de KILL TEST, complementarios con los cultivos. En la Tabla 2 se detallan los sistemas seleccionados para el monitoreo del fluido, los ensayos correspondientes y la frecuencia recomendada.

3.3.1.2. Velocidad de Corrosión Interna

Complementariamente con el monitoreo del fluido, se recomendó la instalación de sistemas de monitoreo de corrosión interna en los puntos detallados en la Tabla 2, para realizar mediciones de velocidad de corrosión (generalizada y localizada), contemplando la selección de cupones de tipo disco, de acero al carbono (RISER-ducto) en un segmento de cañería horizontal (Figura 29).

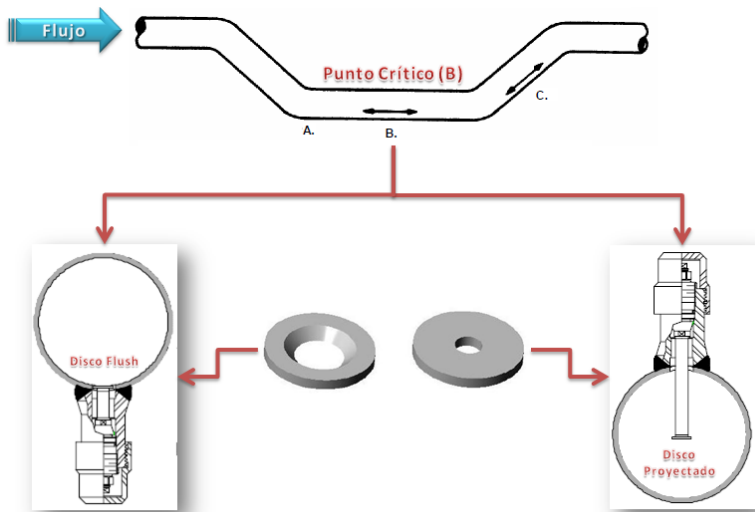


Figura 29. Punto tipo de instalación de cupones de corrosión (disco) en plataforma.

Tabla 2. Resumen del programa de monitoreo de corrosión interna y erosión.

Plataforma	Elemento	Zona	Técnica	MDD	Pérdida de Peso	Profundidad de Picado	Frecuencia
A-B	Colector B ⁽¹⁾	Tramo Horizontal	Cupón	CI	Sí	Sí	Bimestral
	RISER	Tramo Horizontal	Cupón	CI	Sí	Sí	Bimestral
	Colector B ⁽¹⁾	Toma Muestra	FQCO	CI	-	-	Semestral
	Colector B ⁽¹⁾	Toma Muestra	Cultivo KILL TEST	CI – MIC CI - MIC	-	-	Bimestral

(1) Salida de líquido de los separadores, previo ingreso al RISER.

3.3.1.3. Corrosión Externa: RISERS

Se considera conveniente en estos casos el monitoreo de corrosión externa en la zona entre mareas, con el propósito simultáneo de evaluar la condición externa de RISERS y JACKET. Para ello se implementó la instalación de racks de 4 cupones, anclados al JACKET, para el seguimiento trimestral de velocidad de corrosión (generalizada y localizada). La componente atmosférica, igualmente crítica, puede evaluarse periódicamente mediante inspecciones en sectores críticos (plan de inspección).

3.3.1.4. Corrosión Externa: Componentes Sumergidos

Las técnicas de monitoreo de componentes sumergidos, ponderadas en este caso, son las siguientes:

- Cupones de pérdida de peso (PP): para medición de velocidad de corrosión promedio y localizada (a potencial libre), junto con la caracterización morfológica de defectos. En el caso particular de los sistemas marinos, también se utilizan para verificar la velocidad de formación de depósitos (“biofouling”) y su caracterización en laboratorio.

- Sensores electroquímicos: para monitoreo simultáneo de velocidad de corrosión instantánea y de performance de la protección catódica en servicio (Figura 30).

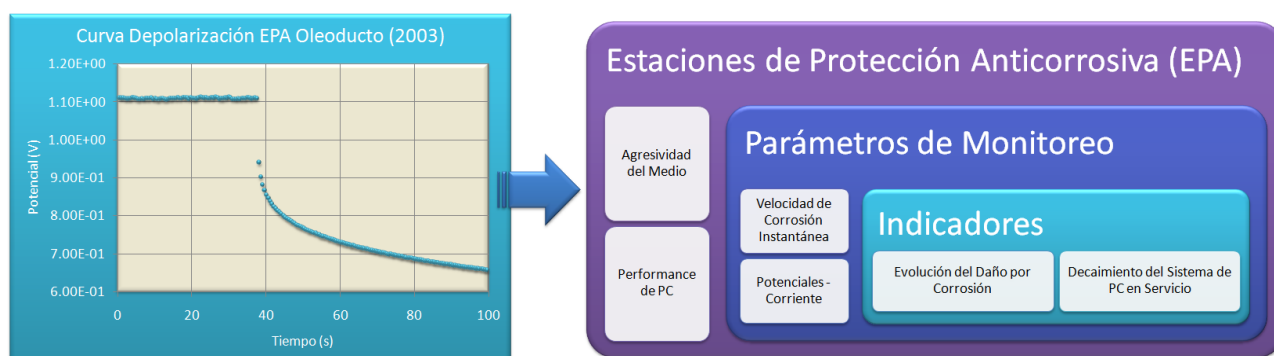


Figura 30. Prestaciones de sensores electroquímicos (corrosión externa).

3.3.2. Inspección-Relevamiento

3.3.2.1. Directa: Acoples Móviles y Flexibles

En este caso se presenta un plan implementado en gasoducto, con soporte en el uso de las siguientes técnicas:

- Inspección visual externa.
- Radiografía.

La inspección visual externa apunta a la detección y dimensionamiento de corrosión externa, daño por impacto y desplazamientos excesivos.

Por medio de la radiografía el objetivo es detectar anomalías internas que puedan comprometer la aptitud para el servicio, tanto en cuerpo como en costura. En la Tabla 3 se resume el plan de inspección de acoples, riser y flexible.

La implementación de las técnicas recomendadas queda supeditada a la factibilidad de contratación de recursos locales o cuando se realicen inspecciones extensivas a todos los sistemas y que justifique su implementación.

Tabla 3. Plan de inspección: acoples móviles y flexible.

Sistema	Elemento	Alcance	Técnica	MDF	Defectos de Fabricación	Defectos de Montaje ⁽²⁾
Gasoducto entre Plataformas	Riser (segmento sumergido)	100%	VE (ROV)	(1)	No	Sí
	Acoples	100%	VE (ROV)	(1)	No	Sí
	Flexible	100%	Radiografía	(3)	Sí	Sí
		100%	VE (ROV)	(1)	No	Sí

(1) Incluye daño por impacto, abrasión, corrosión externa, desplazamiento excesivo y pérdida de fijación.

(2) En el caso específico de la detección de defectos de montaje por inspección visual externa, se incluyen exclusivamente aquellos asociados a distorsiones visibles, falta de alineación, defectos obvios de anclaje y posicionamiento.

(3) Incluye defectos de fabricación y montaje (cuerpo – costura).

3.3.2.2. Relevamiento de Potenciales

Para el mismo yacimiento se implementó un plan de relevamiento de potenciales, con alcance a todo el sistema de ductos offshore, incluyendo RISER (secciones sumergidas) y todos los componentes metálicos acoplados. Teniendo en cuenta las prestaciones y dificultades asociadas a los métodos vigentes, se recomendó lo siguiente:

- Relevamiento de proximidad (con celda estándar de Ag/AgCl): aplicable a todo el sistema, sin probetas que requieran contacto eléctrico directo. Una de las desventajas principales de este método es que requiere contacto eléctrico con la estructura a proteger en todo momento, por lo cual es susceptible de error significativo (caída óhmica). Por lo tanto, es conveniente que cada tramo sea relevado en dos sentidos, para verificar si la distorsión es significativa. En lo posible, es conveniente llevar a cabo este primer relevamiento en el transcurso del período 2015, con los siguientes objetivos particulares:
 - Determinación del nivel de protección puntual a lo largo de cada tramo.
 - Detección de ánodos sumergidos (gasoductos).
 - Soporte cuantitativo para la ejecución de una eventual re-ingeniería del sistema de protección catódica (refuerzo – adecuación).

- Relevamiento con ROV (probeta compuesta + celda remota): aplicable a posteriori del relevamiento batimétrico (inciso siguiente) y de la adecuación del sistema, con la posibilidad de medir potencial y gradiente, permitiendo evaluar indirectamente la condición de cobertura (Figura 31).

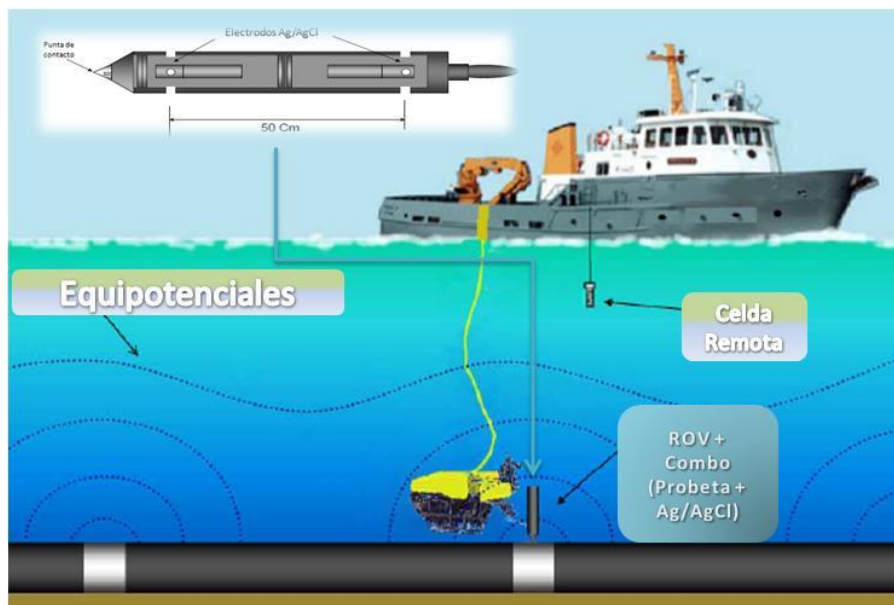


Figura 31. Esquema representativo de la medición simultánea de potencial y gradiente.

3.3.3. Mitigación

En los casos bajo estudio el factor dominante es la corrosión externa, en sus componentes atmosférica (risers) y submarina. La mitigación en el combinado RISER-JACKET se lleva a cabo por medio de un programa de inspección y mantenimiento. No obstante, la mitigación de los componentes sumergidos depende de la eficiencia de la protección catódica sacrificial, lo cual requiere de la estimación de una tasa inicial de consumo de los ánodos de sacrificio, como base para la formulación de un programa de inspección y eventual mantenimiento. Por consiguiente, en este apartado se presentan los resultados correspondientes a una evaluación inicial de vida remanente, sustentada en las siguientes hipótesis:

- Control corrosivo por activación. Si bien es probable que esta hipótesis no sea cierta, principalmente en zonas profundas, constituye la aproximación más conservadora posible y permite establecer las bases necesarias para estimar vida remanente (densidades de corriente y potencial [individual y mixto]).
- Pendientes de Tafel. Se asume que las pendientes anódica y catódica son equivalentes a 0.120 V/década.
- Consumo de ánodos homogéneo.

Como base para la estimación de vida remanente de los ánodos de sacrificio, se estimaron dos parámetros necesarios: densidad de corriente de protección y potencial mixto (cupla galvánica acero – aluminio). Para ello se construyeron las curvas de polarización correspondientes, bajo dos condiciones (Figura 32):

- Sistema desacoplado: condición teórica representativa de la cañería y de los ánodos bajo corrosión libre, sin acoplamiento entre sí.
- Sistema acoplado: condición teórica representativa de la cañería y de los ánodos bajo corrosión galvánica.

A partir de la estimación de velocidad de corrosión de los ánodos acoplados, se construyó la gráfica de vida remanente, representada en la Figura 33, en donde se ilustra el potencial OFF del tramo bajo estudio, el nivel de polarización y la vida remanente de los ánodos. De acuerdo a esta estimación inicial, la vida remanente oscilaría entre un mínimo de 7 años (tramo cercano a la superficie, con elevado contenido de oxígeno disuelto) y un máximo de 26 años (zona de profundidad intermedia), a tomar como marco de referencia para formular el plan de inspección del sistema sacrificial, focalizando en primera instancia en la zona cercana a la superficie. Como plan de mitigación de corrosión externa, en el mediano plazo, se estableció lo siguiente:

- Diseño reingeniería del sistema de protección catódica en servicio, con vida útil proyectada no inferior a 20 años.
- Como opción alternativa a la protección sacrificial en servicio, se evaluará un esquema por corriente impresa, con alcance a todos los componente sumergidos (riser-jacket-ducto).

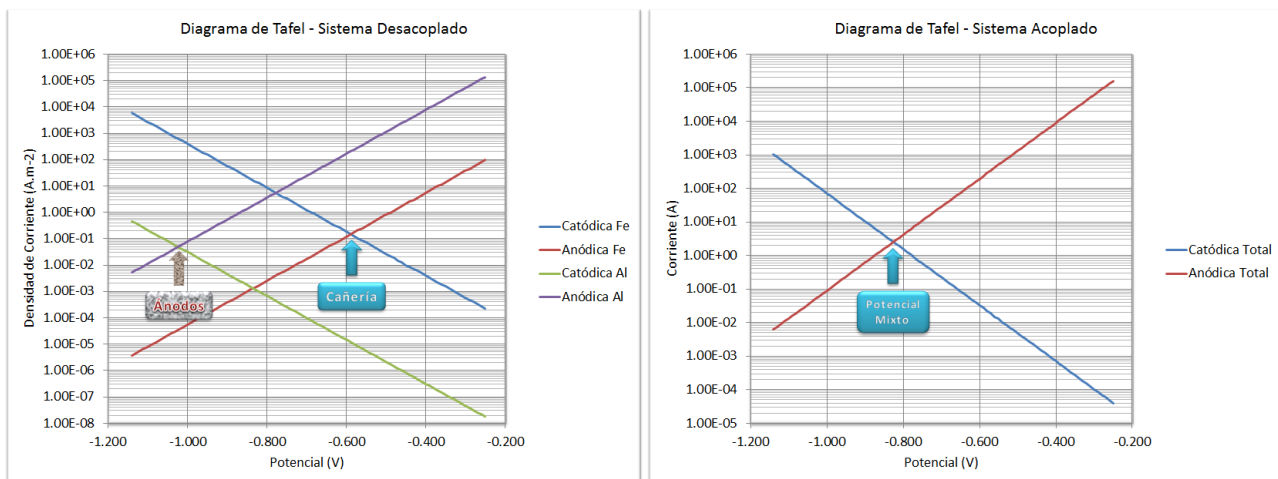


Figura 32. Curvas de polarización para el sistema bajo corrosión libre (izquierda) y corrosión galvánica (derecha).

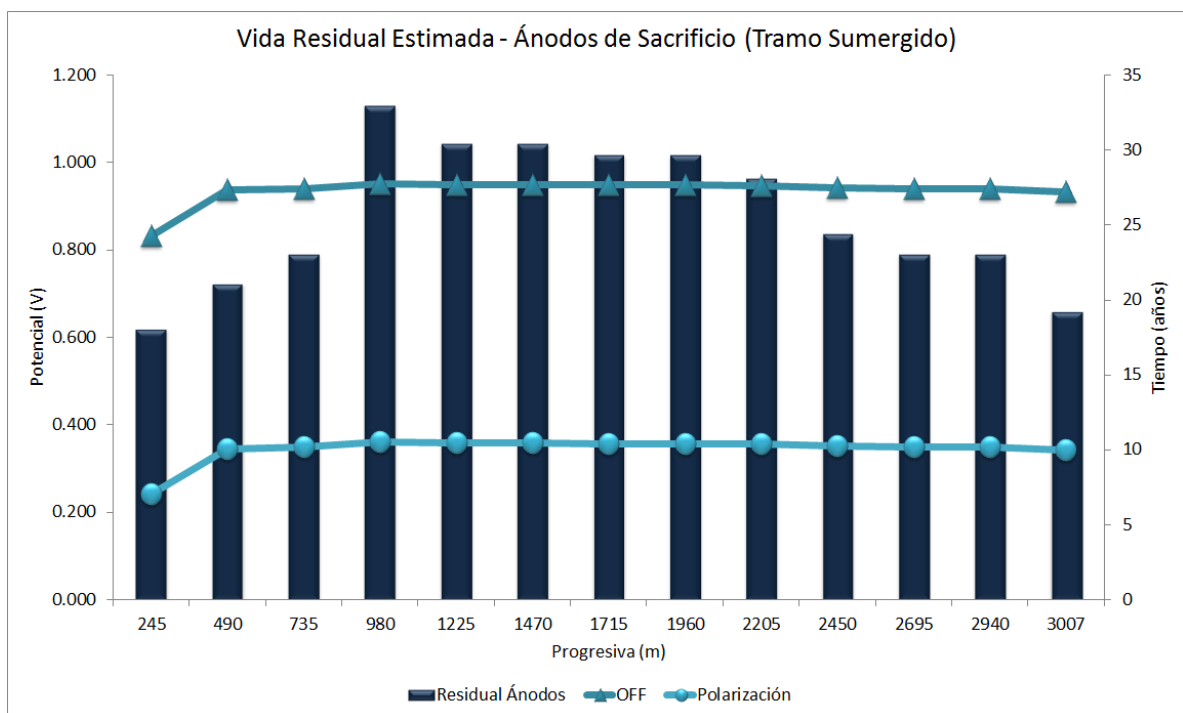


Figura 33. Variación de la vida residual del sistema sacrificial de ducto sumergido.

4. Conclusiones

En función de los resultados presentados en cada uno de los apartados del desarrollo, es posible concluir lo siguiente:

- 4.1. La gestión de integridad de las instalaciones offshore analizadas combina complejidad técnica, operativa y de negocio, habida cuenta de la variante en condiciones de diseño, solicitaciones, funcionalidad, condición de riesgo, inversión y expectativa de vida. Por consiguiente, para asegurar el éxito en la implementación de un sistema de gestión es necesaria una comprensión exhaustiva de las amenazas involucradas, un conocimiento técnico específico de la ingeniería (diseño-construcción), un manejo fluido de las técnicas de evaluación de aptitud bajo solicitaciones operativas y estructurales, experiencia práctica en métodos-técnicas de inspección, monitoreo, protección anticorrosiva y mantenimiento preventivo (principalmente en lo referente a componentes sumergidos).
- 4.2. En términos de la gestión de riesgo, las instalaciones offshore constituyen de por sí sistemas de alta consecuencia, gravitante sobre el negocio, el medio ambiente y la reputación. Por consiguiente, los casos

analizados muestran dos aproximaciones complementarias que permiten asegurar todos los aspectos vinculados a la gestión de riesgos:

- 4.2.1. HAZID: de carácter cualitativo, utilizada como herramienta para identificación de amenazas específicas de las instalaciones bajo estudio, con aporte multidisciplinario (especialistas por área), con data real y con soporte empírico, proveniente de estadísticas de la industria (caso de los flexibles).
- 4.2.2. QRA: de carácter cuantitativo, aplicable en aquellos componentes con alto riesgo potencial e información suficiente como para cuantificar probabilidad y consecuencia (ductos – risers). Esta aproximación, si bien es de mayor complejidad, permite integrar distintas herramientas (simulación-proyección de daño-evaluación de aptitud), logrando mayor definición en la formulación de los planes basados en riesgo.
- 4.3. En lo relativo a los mecanismos de degradación y otras amenazas posibles, a partir de la experiencia acumulada sobre sistemas analizados a la fecha y presentados en forma resumida, es posible inferir lo siguiente:
 - 4.3.1. La corrosión externa constituye la amenaza de incidencia dominante en la integridad de risers y jackets, tanto en el corto como en el mediano plazo. Los elementos expuestos a la atmósfera deben asegurarse a través de un programa combinado de inspección visual y mantenimiento preventivo, para evitar pérdida de metal por daño localizado y sectorizado, con eventual compromiso estructural. Los elementos sumergidos deben protegerse catódicamente y limpiarse regularmente, para evitar la acumulación de organismos, eventualmente conducente a corrosión por “biofouling”.
 - 4.3.2. La corrosión interna incide conforme a la condición de proceso (fluido-operación), predominando la componente microbiana en oleoductos y la componente carbónica en gasoductos (sistemas bajo flujo multifásico).
 - 4.3.3. Las amenazas estructurales, asociadas a las mareas y desplazamientos del lecho marino, constituyen factores de impacto significativo en la aptitud para el servicio de ductos submarinos, por lo cual su cuantificación involucra la evaluación de defectos, solicitudes activas, configuración y vinculaciones, incluyendo un factor de confiabilidad estructural, dependiente de la probabilidad de falla admisible.
 - 4.3.4. En el caso específico de las amenazas aplicables a componentes singularmente complejos y/o críticos, tales como flexibles y acoples móviles, su cuantificación requiere estudios particularizados y técnicas específicas de inspección-ensayo, teniendo en cuenta su rol en la integridad global, y las incertidumbres asociadas al conocimiento vigente, estrictamente relacionado con causales de falla.
- 4.4. Los planes de aseguramiento presentados en esta instancia, formulados específicamente para los sistemas bajo estudio, permiten inferir las siguientes conclusiones:
 - 4.4.1. Inspección: la técnica más conveniente para ductos y risers es la inspección interna, umbilical en el caso de los risers, pero no aplica a los flexibles, analizables mediante visual externa y/o radiografía. En lo que hace a los jackets, la modalidad de aplicación es visual.
 - 4.4.2. Monitoreo: los mecanismos internos (corrosión-erosión) deberían monitorearse en plataforma, por técnicas de evaluación del fluido y pérdida de metal (cupones-sensores). La corrosión externa se monitorea por relevamiento (potenciales) y pérdida de metal en sistemas suspendidos del jacket (cupones-sensores).
 - 4.4.2.1. Mitigación: la protección sacrificial es la técnica más frecuente para protección de componentes sumergidos, pero la corriente impresa debe considerarse cuando la vida útil del sistema debe superar los 10 años.
 - 4.4.3. Mantenimiento: la experiencia adquirida, proveniente del mantenimiento de risers y jackets, indica que uno de los puntos clave es la selección y aplicación de revestimiento externo, como barrera principal para el control de corrosión externa. Por consiguiente, es conveniente ponderar el uso de alternativas a los revestimientos orgánicos convencionales, tales como los metalizados por proyección (zinc y aleaciones), de mayor durabilidad y menor mantenimiento.

5. Bibliografía

1. DNV-OS-F101, “Sistemas de Cañerías Submarinas”.
2. DNV-OS-F201, “RISERS Dinámicos”.
3. NORSOK U-009, “Extensión de Vida para Sistemas Submarinos”.

4. API RP 2A, “Práctica Recomendada para la Planificación, Diseño y Construcción de Plataformas Offshore Fijas – Diseño bajo Tensiones de Trabajo”.
5. M. Sorheim e Y. Bai. “Análisis de Riesgo Aplicado a la Ingeniería de Cañerías Submarinas”, OMAE’99, Canadá (1999).
6. J. Willcocks e Y. Bai. “Inspección Basada en Riesgo y Gestión de Integridad de Sistemas de Cañerías”, ISOPE’2000, Seattle (2000).

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 Internacionales
- Caldora F. C., Pellicano A. and Rossi J. P., “Electrochemical Techniques for Corrosion Assessment in Oil Production Systems”, SPE Paper Number 87569, 1st International Symposium on Oilfield Corrosion, Aberdeen, UH, 2004.
 - Albertini C., Pellicano A. and Rossi J. P., “Erosion-Corrosion Analysis and Prediction Methods in Gas Plant Facilities”, NACE Paper Number 19074, NACE CORROSION 2011, Houston, TX, 2011.
 - 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)
- Workshop: La Corrosión en la Industria Energética Petróleo y Gas (IIR): Integridad y Protección Anticorrosiva de Pipeline, Hotel Chateau Park Plaza, Buenos Aires, 24 de Abril de 2001.
 - Workshop: DUCTOS 2002 – Gas, Petróleo y Derivados (IIR): Integridad y Protección Anticorrosiva de Pipeline, Hotel Chateau Park Plaza, Buenos Aires, 20 de Septiembre de 2001.
 - Quinto Congreso de Corrosión de la NACE, Región Latinoamérica, LATINCORR – 2003: Sistema de Aseguramiento para la Gestión de Integridad – Pan American Energy, Universidad de Santiago de Chile, Centro de Convención Los Nogales, Santiago de Chile, 20 de Octubre de 2003.
 - Quinto Congreso de Corrosión de la NACE, Región Latinoamérica, LATINCORR – 2003: Sistemas para Gestión de Integridad en Sistemas de Transporte de Petróleo – Oleoductos del Valle, Universidad de Santiago de Chile, Centro de Convención Los Nogales, Santiago de Chile, 20 de Octubre de 2003.
 - Río Pipeline 2005 – Conference and Exposition, Implementation of an Integrity Management Program in a Crude Oil Pipeline System – OLDELVAL, Río de Janeiro, Brasil, 17 de Octubre de 2005.