

# EVOLUCIÓN DE LA METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE RIESGO FRENTE A LOS DESAFÍOS REALES DEL NO CONVENCIONAL

Elizabeth Rosanggela Assante Adriazola, PLUSPETROL, [rassante@pluspetrol.net](mailto:rassante@pluspetrol.net)

Emanuel Marinaro, PLUSPETROL, [emarinaro@pluspetrol.net](mailto:emarinaro@pluspetrol.net)

Ernesto Santiago Battaglia, PLUSPETROL, [ebattaglia@pluspetrol.net](mailto:ebattaglia@pluspetrol.net)

Marcos Visús, INPLUS, [marcos.visus@inplus.com.ar](mailto:marcos.visus@inplus.com.ar)

Macarena Ileana Buyo, INPLUS, [macarena.buyo@inplus.com.ar](mailto:macarena.buyo@inplus.com.ar)

Diego Sebastián Martínez Calderón, INPLUS, [diego.martinez@inplus.com.ar](mailto:diego.martinez@inplus.com.ar)

## 1. Sinopsis

La adecuada Gestión de la Integridad de Ductos y Activos requiere una correcta categorización y evaluación de los riesgos a los que se encuentran expuestos los mismos. El dinamismo asociado al rápido desarrollo de los yacimientos no convencionales y la aparición de nuevas amenazas demandan que las herramientas aplicadas, así como las estrategias de mitigación y relevamiento, sean evaluadas y actualizadas para verificar su efectividad.

El presente trabajo tiene como objetivo exponer la evolución de la práctica de Análisis de Riesgo Semicuantitativo aplicada desde el inicio de la operación de un yacimiento no convencional en Vaca Muerta, mostrando las actualizaciones implementadas en los últimos años.

La experiencia operativa y de mantenimiento, junto con el análisis de los desvíos registrados, permitió identificar oportunidades de mejora en la práctica técnica vigente, con el objetivo de reflejar con mayor sensibilidad las características particulares de la instalación. Se observó la conveniencia de actualizar los criterios del análisis de riesgo para lograr una representación más precisa de las principales amenazas, especialmente corrosión interna y erosión. Estas mejoras contribuyen a fortalecer el enfoque preventivo y a incrementar la efectividad en la definición y priorización de acciones.

Este trabajo presenta y comparte las modificaciones incorporadas, que se focalizaron en dos ejes principales:

- Metodología de Evaluación de la Probabilidad: se incorporaron factores adicionales que contemplan las particularidades de cada ducto, basados en buenas prácticas de la industria y en documentación de referencia (AMPP, API, ASME, PRCI, IAPG, entre otros). Asimismo, se revisaron los índices de valoración para asegurar resultados comparables, capaces de identificar factores precursores de las amenazas y de evaluar la efectividad de las medidas de mitigación.
- Metodología de Evaluación de las Consecuencias: se incorporaron ajustes en la metodología con el objetivo de diferenciar adecuadamente la ponderación de la severidad ante un eventual incidente, considerando la criticidad y función de cada ducto dentro del sistema. De este modo, se asegura que un ducto crítico para el transporte de hidrocarburos tenga una valoración acorde a su impacto potencial, en contraste con ductos de menor relevancia

operativa, como los de captación. Se evaluaron distintas modificaciones para la estimación de consecuencias medioambientales y de impacto económico.

Finalmente, este trabajo busca compartir experiencias que evidencien que:

- La gestión de integridad no es estática, sino que debe evolucionar en paralelo con el desarrollo de la operación y las lecciones aprendidas;
- Es posible alcanzar una mejor priorización, optimizando la asignación de recursos de inspección, monitoreo y mitigación hacia los ductos que realmente concentran mayor riesgo, evitando sobreestimar riesgos menores o subestimar amenazas críticas;
- Se puede brindar un soporte más sólido a la toma de decisiones, generando argumentos técnicos confiables y adaptados a la realidad operativa.

## 2. Introducción

### 2.1. Historia del Yacimiento La Calera

La formación de Vaca Muerta, ubicada en la cuenca neuquina, es considerada uno de los reservorios no convencionales más importantes del mundo, con desarrollo de todas las ventanas de fluidos (desde petróleo a gas seco). La Calera está ubicada en un área donde principalmente se produce gas húmedo, siendo uno de los yacimientos más ricos en esta región.

La explotación de Vaca Muerta comenzó a tomar impulso a partir de la década del 2010 con el uso de **fracking y perforación horizontal** para explotar reservas de *shale gas* y *shale oil*.

En 2018, **PLUSPETROL** comenzó un piloto en La Calera para reducir riesgos y probar diferentes zonas objetivo (*landings*) en la roca, marcando el inicio del desarrollo estructurado del bloque. A partir de **2022**, La Calera entró en una **fase más intensa de desarrollo** con la construcción de infraestructura clave, como la **CPF** (Central de Procesamiento de Fluidos), que permite tratar el gas y los condensados producidos en los pozos del área.

**PLUSPETROL** adquirió participaciones mayoritarias en bloques estratégicos ubicados en La Calera, entre los que se destacan: Fortín de Piedra, Los Bastos, Agua Salada, Los Toldos I, Los Toldos II, Loma Ranqueles y Loma Ancha.

La CPF ha incrementado la capacidad de producción de gas de 5 a 14.5 MMm<sup>3</sup>/d y quintuplicó la de condensado de 6 a 30 Mbbl/d. Esta obra implicó la contratación de más de 1900 colaboradores directos e indirectos, 6.5 millones de horas hombre trabajadas, 4750 tn de tuberías y 540 km de cables.

Asimismo, como parte de una próxima expansión que será finalizada en 2028, La Calera contará con una capacidad de producción de 17 MMm<sup>3</sup>/d de gas y 45 Mbbl/d de condensado.

## 2.2. El rol del Análisis de Riesgo en la Gestión de Integridad

El **Análisis de Riesgo** constituye para PLUSPETROL una herramienta fundamental dentro de los Programas de Gestión de Integridad de Ductos, en línea con los lineamientos establecidos en normas internacionales como **ASME B31.8S** y **API 1160**. Permite evaluar de manera sistemática y objetiva el estado de los activos y priorizar la toma de decisiones. El propósito principal de ésta herramienta es **determinar el nivel de riesgo asociado a cada ducto o tramo**, mediante la **identificación y evaluación de las amenazas** que podrían comprometer su integridad estructural y operativa, la **estimación de la probabilidad de falla** y la valoración de las potenciales **consecuencias asociadas**.

Este proceso integra **información técnica, operativa y ambiental**, considerando factores tales como características de diseño, antigüedad, condiciones de operación, historial de inspecciones, eventos previos, condiciones del entorno, interferencias de terceros y mecanismos de degradación activos (corrosión interna y externa, defectos de fabricación, fatiga, inestabilidad geotécnica, entre otros). A partir de estos elementos se construyen modelos cualitativos, semicuantitativos o cuantitativos que permiten estimar el riesgo como la combinación de la probabilidad de falla y sus consecuencias.

El análisis no solo permite clasificar los ductos según su nivel de criticidad, sino también identificar los factores determinantes que influyen en dicho nivel de riesgo. Esta identificación facilita la **priorización técnica** de intervenciones, optimizando la asignación de recursos y enfocando los esfuerzos en aquellos activos que presentan mayor vulnerabilidad o impacto potencial.

Asimismo, el Análisis de Riesgo proporciona una **visión integral** de la condición actual del sistema, permitiendo evaluar la efectividad de las medidas de mitigación existentes y detectar brechas en la gestión de integridad. En este sentido, constituye una herramienta dinámica, que debe actualizarse periódicamente a medida que se incorporan nuevos datos de inspección, monitoreo y operación.

Como resultado directo del análisis, se elabora un conjunto estructurado de **Acciones Recomendadas** orientadas a reducir el nivel de riesgo identificado. Estas acciones pueden incluir inspecciones adicionales: ILI (In-Line Inspection), ECDA (External Corrosion Direct Assessment), ICDA (Internal Corrosion Direct Assessment), DCVG (Direct Current Voltage Gradient), etc. También pueden incluir reparaciones, reemplazos de tramos, mejoras en sistemas de protección catódica, controles operativos, programas de monitoreo específicos o ajustes en frecuencias de inspección. La implementación de dichas acciones contribuye a incrementar la confiabilidad de los activos, prolongar su vida útil, minimizar la probabilidad de incidentes y mejorar el desempeño global del sistema de transporte.

En conclusión, el Análisis de Riesgo no solo actúa como una herramienta de **diagnóstico**, sino como un pilar estratégico en la gestión proactiva de la integridad, permitiendo fundamentar técnicamente **la toma de decisiones** y asegurar una **operación segura**, eficiente y alineada con las mejores prácticas y **requisitos normativos** vigentes.

## 2.3. Contexto del trabajo

En el año 2025, durante la inspección directa de un gasoducto troncal del yacimiento, se detectó una indicación localizada en la posición de hora 6:00 de una soldadura circunferencial. El análisis de la

muestra extraída permitió identificar como mecanismo de daño principal la corrosión bajo depósitos. Asimismo, se estableció que los posibles agentes corrosivos actuantes bajo dichos depósitos corresponderían a la acción de ataque MIC (ataque por microorganismos) y la presencia de CO<sub>2</sub>.

De acuerdo con el Análisis de Riesgo realizado en 2019, el activo fue clasificado con un nivel de riesgo MEDIO-ALTO. A partir de la experiencia posterior, se identificó la necesidad de fortalecer la capacidad predictiva del modelo frente a determinados escenarios.

Cabe señalar que el procedimiento de análisis de riesgo fue desarrollado en 2019, en coincidencia con el inicio de las operaciones de La Calera, en un contexto operativo incipiente. En este marco, se trabajó en forma conjunta entre los especialistas de PLUSPETROL e INPLUS en la revisión de la metodología de cálculo de riesgo empleada hasta el momento, con el objetivo de evaluar su adecuación al escenario actual e incorporar, de corresponder, las amenazas específicas asociadas a la producción de **hidrocarburos no convencionales** del yacimiento, consolidando así un enfoque más robusto y actualizado.

Para desarrollar el análisis y revisión de la metodología, se trabajó sobre nueve ductos que contenían las características representativas de la totalidad de ductos del yacimiento. Los resultados que se habían obtenido a partir del Análisis de Riesgo de 2019 se detallan a continuación:

*Tabla 1. Resultados de Análisis de Riesgo de 2019.*

| TAG         | Longitud (m) | Probabilidad | Consecuencia | Riesgo       |
|-------------|--------------|--------------|--------------|--------------|
| Gasoducto 1 | 10718        | Alta         | Baja         | MEDIO - ALTO |
| Gasoducto 2 | 654          | Alta         | Baja         | MEDIO - ALTO |
| Gasoducto 3 | 4552         | Alta         | Baja         | MEDIO - ALTO |
| Gasoducto 4 | 3300         | Media        | Baja         | MEDIO        |
| Gasoducto 5 | 2732         | Baja         | Baja         | MEDIO        |
| Gasoducto 6 | 3410         | Baja         | Baja         | MEDIO        |
| Gasoducto 7 | 353          | Media        | Baja         | MEDIO        |
| Gasoducto 8 | 2559         | Media        | Baja         | MEDIO        |
| Gasoducto 9 | 10130        | Baja         | Baja         | MEDIO        |

|                                  |   |                                   |   |   |   |   |
|----------------------------------|---|-----------------------------------|---|---|---|---|
| <b>Categoría de Probabilidad</b> | 6 | 0                                 | 0 | 0 | 0 | 0 |
|                                  | 5 | 0                                 | 0 | 3 | 0 | 0 |
|                                  | 4 | 0                                 | 0 | 3 | 0 | 0 |
|                                  | 3 | 0                                 | 0 | 3 | 0 | 0 |
|                                  | 2 | 0                                 | 0 | 0 | 0 | 0 |
|                                  | 1 | 0                                 | 0 | 0 | 0 | 0 |
|                                  |   | 1                                 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|                                  |   | <b>Categoría de Consecuencias</b> |   |   |   |   |

Figura 1. Matriz de Riesgo - 2019.

Como puede observarse, la aplicación de la metodología de 2019 arrojó un nivel de riesgo MEDIO-ALTO para tres de las líneas evaluadas y un nivel MEDIO para las seis restantes. Resulta relevante señalar que, para la totalidad de las líneas analizadas, se obtuvieron niveles de consecuencia BAJA, sin evidenciarse una discriminación en función de la condición particular de cada cañería.

### 3. Desarrollo

#### 3.1. Evolución de la Metodología en la evaluación de las Probabilidades

Para el cálculo de la **probabilidad** se determina una **frecuencia total**  $f_{total}$  asociada a cada ducto, que se obtiene de la suma de las **frecuencias de falla individual** de cada amenaza  $f_i$  (expresada en fallas al año por kilómetro de ducto).

$$f_{total} = \sum f_i$$

De esta manera, se clasifica el resultado anterior determinando el nivel de probabilidad resultante según la Tabla 2.

Tabla 2. Criterios para la probabilidad de falla.

| <b>Frecuencia total (fallas/km al año)</b> | <b>Probabilidad</b> |
|--------------------------------------------|---------------------|
| $<1*10^{-5}$                               | Muy baja            |
| $1*10^{-5}$ a $1*10^{-4}$                  | Baja                |
| $1*10^{-4}$ a $1*10^{-3}$                  | Media               |
| $1*10^{-3}$ a $1*10^{-2}$                  | Alta                |
| $>1*10^{-2}$                               | Muy alta            |

Para el cálculo de la **Frecuencia de Falla de cada amenaza** se utiliza un método semicuantitativo que consiste en determinar la frecuencia de falla ( $f$ ) asociada a cada amenaza ( $i$ ) a partir de una base de datos (*BDD*) y afectar dicha frecuencia en función de una serie de factores ( $x_i$ ) que aumentan o disminuyen la Probabilidad de que ocurra un incidente causado por esa amenaza.

$$f_i = f_{BDD_i} * \sum x_i$$

Se estudiaron y modificaron los factores involucrados para cada amenaza, analizando la ponderación establecida, el impacto sobre el cálculo y la normativa de referencia para establecer los umbrales.

### 3.2. Modificaciones sobre el cálculo de la Corrosión Interna

Analizando los registros de incidentes e información disponible en la Base de Datos de PLUSPETROL, se identificó que la principal amenaza para el caso de las líneas bajo estudio era la Corrosión Interna. En base a ello, se profundizó la comprensión del desarrollo de este fenómeno en el yacimiento a los fines de readecuar la metodología de cálculo de esta amenaza.

Con este análisis se desarrolló un modelo que incluye diecisiete (17) factores que se ponderan de manera particular considerando las condiciones de cada cañería analizada. Estos factores pueden incrementar o disminuir la probabilidad del desarrollo de la corrosión interna:

$$f_{C.I} = BDD_{C.I} * (x_{Material} + x_{Agua} + x_{Antigüedad} + x_{Sobrecorrosión} + x_{Bacterias} + x_{Corr.Vagabundas} + x_{Vel.Fluido} + x_{Rec.interno} + x_{CO2} + x_{H2S} + x_{O2} + x_{Vel.Corrosión} + x_{Prof.LLI} + x_{Inh.Corrosión} + x_{Limpieza} + x_{Inspección} + x_{Insp.Juntas})$$

### 3.3. Modificaciones e Incorporaciones sobre los Factores de Ponderación:

A continuación, se explican brevemente las modificaciones y actualizaciones desarrolladas:

1. **Factor Material:** sin modificaciones respecto a la técnica de 2019. Vale uno (1) para material Acero y cero (0) para ERFV (Epoxi Reforzado con Fibra de Vidrio), tornándose probable la corrosión interna para ductos de acero e improbable para ductos de plástico.
2. **Factor Agua:** la presencia de agua es una condición necesaria para el desarrollo de la corrosión interna y su porcentaje influye directamente en la probabilidad de ocurrencia de este mecanismo de falla. Se determinó la relación existente entre la fracción de agua presente y la cantidad de eventos registrados.
3. **Factor Antigüedad:** se ha demostrado, a partir del análisis de bases de datos de incidentes, que la antigüedad presenta una relación directa con la probabilidad de corrosión interna, la degradación del material se torna más probable cuanto más antiguo sea. Se establece una ponderación del factor en función de los antecedentes de falla.
4. **Factor Sobreepesor por Corrosión:** la práctica de 2019 contemplaba una relación con el *factor espesor* según la Base de Datos de UKOPA (United Kingdom Onshore Pipeline Operators Association). Sin embargo, esta base muestra una relación del espesor con las fallas asociadas a corrosión externa (la Base de Datos es para gas seco). Por esta razón, se reemplazó el mismo por el factor de sobreepesor de corrosión de diseño, *que eventualmente representa una medida de mitigación*. El mismo corresponde a aquel espesor “extra” al que, por norma de diseño, se necesita para soportar las presiones de diseño.

5. **Factor Bacterias:** La presencia de bacterias puede producir corrosión MIC. Se establecen umbrales de cantidad de bacterias en función de bibliografía y en función al método utilizado para su determinación.
6. **Factor Corrientes Vagabundas:** PLUSPETROL ha trabajado con anterioridad en Análisis de Falla asociadas a la circulación de corrientes vagabundas. Este fenómeno materializa la combinación de los siguientes factores: hidrocarburo con presencia de agua, existencia de una junta dieléctrica o monolítica y una diferencia de potenciales debido a la proximidad con el rectificador de corriente del sistema de protección catódica. Se decide añadir entonces un factor que contemple la probabilidad de Corrientes Vagabundas en base a estos parámetros.
7. **Factor Inspección de Juntas Aislantes:** Se añade un factor como medida de mitigación que contemple la inspección mediante END (Ensayos No Destructivos) para verificar la presencia de pérdidas de espesor en juntas aislantes. Tomando esta medida, se reduce la probabilidad de falla por Corrientes Vagabundas
8. **Factor Velocidad de Fluido:** se propuso añadir este factor teniendo en cuenta dos mecanismos de daño: la erosión y la acumulación de depósitos. Si la velocidad del fluido es muy baja, se incrementa la posibilidad de depósitos y esto provoca una mayor posibilidad a su vez de ataque tipo MIC, ya que las bacterias tienden a desarrollarse bajo estos depósitos. Por otro lado, si la velocidad del fluido es muy alta, se incrementa la posibilidad de erosión en la cañería.

Las velocidades críticas mínimas se han establecido en función de un análisis interno llevado a cabo por PLUSPETROL específicamente para el yacimiento bajo estudio. En este estudio se ha analizado el comportamiento de las velocidades de partículas de arena de diferentes diámetros dentro de cada ducto y se las ha comparado con las velocidades del fluido, evaluando el arrastre o no de dichas partículas. Para las velocidades críticas máximas, se calcula la velocidad erosional en función de API RP 14E.

9. **Factor Recubrimiento:** La presencia de un recubrimiento interno no se estaba contemplando y constituye un factor clave en la mitigación de la Corrosión Interna. Se propone que cuando la cañería cuenta con recubrimiento interno, la Probabilidad de ocurrencia de Corrosión Interna se vea reducida.
10. **Factor H<sub>2</sub>S:** El sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S) interviene en diversos mecanismos de corrosión: Sour Corrosion, Blistering, HIC (Hydrogen Induced Cracking), SOHIC (Stress Oriented Hydrogen Induced Cracking) y SCC (Sulfide Stress Cracking).

La norma NACE MR0175/ISO 15156, establece que la probabilidad de que ocurra corrosión por presencia de H<sub>2</sub>S depende de la presión parcial del gas. Se incorpora una ponderación adicional en función de la presencia de H<sub>2</sub>S en la fase acuosa, dado que es habitual contar con esta medición expresada como concentración en agua.

11. **Factor O<sub>2</sub>:** Otro factor agresivo para tener en cuenta es la presencia de oxígeno (O<sub>2</sub>). La norma API 571 (2020), indica valores umbrales de O<sub>2</sub> disuelto en agua, a partir de los cuales la tasa de corrosión puede incrementarse significativamente.
12. **Factor CO<sub>2</sub>:** La presencia de CO<sub>2</sub> constituye un factor relevante para la Corrosión Interna en ductos, ya que su disolución en el agua genera ácido carbónico, produciendo el tipo de corrosión interna más frecuente en ductos. Por eso, resulta clave ponderar según la proporción de este gas en el fluido (presión parcial). Se establecen umbrales en función de la Norma NACE SP0106.
13. **Factor Inhibidor de Corrosión:** se añade un factor que considera el uso de inhibidores de corrosión. Este producto actúa produciendo una película protectora contra la corrosión y no reduce la cantidad de CO<sub>2</sub>, a diferencia de otros productos químicos como bactericidas o secuestrantes de H<sub>2</sub>S que sí reflejan su aplicación en las condiciones del fluido, por eso se considera añadir este factor extra para el inhibidor de corrosión.
14. **Factor Velocidad de Corrosión:** Además de considerar el monitoreo de la velocidad de corrosión, se propone tener en cuenta dentro del análisis los resultados obtenidos. La norma NACE SP0775-2018 establece una relación entre las tasas de corrosión, expresadas en mpy, y el nivel de corrosividad correspondiente. Se establece el ranking en función de ello.
15. **Factor defectos ILI:** Además de tener en cuenta la existencia de una inspección ILI, se deben tener en cuenta los resultados que la misma arroja, dado que es información muy valiosa para el estudio de la condición de la cañería. Se establece entonces, un factor extra con la ponderación en función de los defectos hallados por Corrosión Interna que no hayan sido reparados.
16. **Factor Inspección:** se mantiene este factor que contempla una mitigación de la probabilidad de corrosión interna en función de la realización de inspecciones (ILI, ICDA, Monitoreo por Cupones, Prueba Hidráulica, y otras).
17. **Factor Limpieza:** se contemplaba este factor, únicamente penalizando la falta de limpiezas. Se modifica a una ponderación más detallada, en función no solo de si se realiza la misma o no, sino también de su frecuencia de realización, impactando ello en una reducción de la Probabilidad.

### 3.4.Modificaciones sobre la Base de Datos de Corrosión Interna

Para la mejora sobre el cálculo de la corrosión interna, se consideraron además modificaciones sobre la base de datos utilizada. Se evaluaron una gran cantidad de Bases de datos de acceso público y se identificó que la base de datos de Alberta es la que más se asemeja a las condiciones de los ductos del yacimiento donde muchos transportan fluido fuera de especificación comercial. Además, la misma permite discriminar los distintos tipos de fluido (crudo, gas, agua de producción, etc.) para determinar la frecuencia de falla.

Dado que el porcentaje de agua es clave para que se produzca la C.I (**Corrosión Interna**), se propone la incorporación de la categoría “crudo en especificación” a modo de dividir el tipo de

crudo según si es tratado o no, en base a Especificaciones Comerciales. Se añade el valor tomando la base de datos de RIDA (Registro de Incidentes en Ductos a la Argentina) elaborado por el Instituto Argentino del Petróleo y del Gas en 2024, que contiene principalmente ductos que transportan fluidos en especificación comercial, resultando de la siguiente manera:

*Tabla 3. Frecuencia Base por Tipo de Fluido.*

| Tipo Fluido                    | Frecuencia Base de C.I<br>(x km x año)  |
|--------------------------------|-----------------------------------------|
| Agua                           | $7,45 \times 10^{-3}$                   |
| Multifásico                    | $3,76 \times 10^{-3}$                   |
| Crudo Fuera de Especificación  | $3,72 \times 10^{-4}$                   |
| <b>Crudo en Especificación</b> | <b><math>2,40 \times 10^{-5}</math></b> |
| Sour Gas                       | $1,22 \times 10^{-3}$                   |
| Gas Natural                    | $8,20 \times 10^{-4}$                   |
| Otros (3)                      | $3,38 \times 10^{-5}$                   |

### 3.3.Evolución de la Metodología en la Evaluación de la Consecuencia

Las **consecuencias sobre una eventual falla** se clasifican en función del objeto sobre el cual tienen impacto:

- Personal y contratistas
- Terceros
- Medio ambiente
- Reputación
- Pérdida económica

El impacto corresponderá al **peor tipo de falla** que pueda desarrollarse dependiendo de las amenazas predominantes en el ducto bajo estudio. Los tipos de fallas se definen en función del tamaño del agujero:

- Pinhole: agujero de diámetro efectivo igual o menor a 2 cm.
- Agujero: diámetro efectivo mayor a 2 cm y menor o igual al diámetro de la cañería.
- Rotura: diámetro efectivo mayor al diámetro de la cañería.

Otros parámetros que definen los niveles de consecuencia son las condiciones operativas: presión, temperatura y caudal.

Para el cálculo de la consecuencia también se consideran otros factores relevantes, tales como la clase de trazado, la presencia de **áreas sensibles** o reservas naturales (que afectan las consecuencias medioambiental y reputacional) y la existencia de estructuras cercanas (para la evaluación de la consecuencia a terceros).

Como se indicó anteriormente, se observó que utilizando el modelo de Riesgos 2019, la totalidad de los ductos evaluados resultó en una consecuencia “BAJA”, sin distinción entre ductos troncales y secundarios. Esto permitió inferir que hay un punto de mejora en la evaluación de consecuencias.

#### **3.4.4.4. Modificación a la Consecuencia Medioambiental**

La consecuencia medioambiental de un defecto tipo “Pinhole” en un ducto multifásico que no se encuentra ubicado en un Área Sensible o Reserva Natural se clasifica como “MEDIA”. Se propone reclasificarla como “BAJA”, dado que la incidencia de una fuga de este tipo es localizada.

#### **3.5. Modificación a la Consecuencia Económica**

La consecuencia económica se estima en función de la suma de los costos asociados a la interrupción del negocio, los daños a los activos y los asociados a la intervención en pozos por descontrol. La suma de estos tres ítems se convierte en “severidad” según una matriz de escala económica.

Se proponen ajustes en la escala de evaluación del impacto económico, dado que la totalidad de las líneas analizadas se ubican actualmente en niveles de severidad BAJA. Esta distribución sugiere la conveniencia de incrementar la sensibilidad de la matriz empleada, a fin de distinguir con mayor precisión las diferencias en la magnitud de las consecuencias asociadas a la eventual indisponibilidad de los distintos ductos.

En este sentido, se plantea la adecuación de los umbrales económicos a valores más representativos del sistema, fortaleciendo la capacidad discriminatoria del modelo y mejorando la priorización basada en riesgo.

#### **3.6. Etapa de Calibración**

Una vez implementadas las propuestas de mejora, se llevaron a cabo talleres interdisciplinarios entre los especialistas con el objetivo de analizar y consensuar las modificaciones planteadas, así como evaluar los resultados obtenidos a partir de su aplicación.

En una primera instancia, se revisaron las modificaciones introducidas en los factores asociados a la corrosión interna. El análisis se realizó de manera detallada, evaluando individualmente cada factor considerando no solo su aplicabilidad, sino también los criterios de ponderación adoptados y su alineación con normativas y referencias técnicas reconocidas. Asimismo, se puso especial énfasis en la posibilidad de extrapolar estos criterios a otros casos de estudio, particularmente a yacimientos operados por la compañía en Perú. Tras diversos intercambios técnicos, se acordó adoptar la metodología de cálculo de la frecuencia de falla por corrosión interna previamente descripta.

En una segunda etapa, se analizaron las mejoras propuestas para el cálculo de las consecuencias. Tomando como base la matriz de severidad de consecuencias vigente en PLUSPETROL, se revisaron y ajustaron los umbrales de clasificación, a fin de asegurar coherencia técnica y una adecuada sensibilidad del modelo frente a distintos escenarios de impacto.

Finalmente, se definieron cinco escenarios de evaluación con el objetivo de comparar resultados y determinar la configuración final de la práctica actualizada:

- **Escenario 0:** Evaluación de Probabilidad y Consecuencia según la Práctica Técnica de 2019 (P19) de AdR (Análisis de Riesgo) de *PLUSPETROL*, sin modificaciones.
- **Escenario 1:** Evaluación de Probabilidad modificada según la Práctica Propuesta (P25). Evaluación de la Consecuencia sin variaciones respecto a la Práctica Técnica de 2019 (P19) de AdR de *PLUSPETROL*.
- **Escenario 2:** Evaluación de Probabilidad modificada según la Práctica Propuesta (P25). Evaluación de Consecuencia Medioambiental (MA) modificada según propuesta (P25) y sin variaciones en la Consecuencia Económica (\$\$) respecto a la Práctica Técnica de 2019 (P19) de AdR de *PLUSPETROL*.
- **Escenario 3:** Evaluación de Probabilidad modificada según la Práctica Propuesta (P25). Evaluación de Consecuencia Económica (\$\$) modificada según propuesta (P25) y sin variaciones en la Consecuencia Medioambiental (MA) respecto a la Práctica Técnica de 2019 (P19) de AdR de *PLUSPETROL*.
- **Escenario 4:** Evaluación de Probabilidad modificada según la Práctica Propuesta (P25). Evaluación de Consecuencias Medioambiental (MA) y Económica (\$\$) modificadas según propuesta (P25).

En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos para cada escenario, en donde se enumeran la cantidad de ductos que resultan en cada nivel de Riesgo.

*Tabla 4. Resultados por Escenario Propuesto.*

| Escenario | Evaluación de Probabilidad    | Evaluación de Consecuencia | Nivel de Riesgo |          |               |                |
|-----------|-------------------------------|----------------------------|-----------------|----------|---------------|----------------|
|           |                               |                            | 1- Aceptable    | 2- Medio | 3- Medio Alto | 4- Intolerable |
| <b>0</b>  | Práctica 2019 (P19)           | MA P19 + \$\$ P19          | 0               | 6        | 3             | 0              |
| <b>1</b>  | Práctica Propuesta 2025 (P25) | MA P19 + \$\$ P19          | 0               | 1        | 7             | 1              |
| <b>2</b>  | Práctica Propuesta 2025 (P25) | MA P25 + \$\$ P19          | 0               | 6        | 3             | 0              |
| <b>3</b>  | Práctica Propuesta 2025 (P25) | MA P19+ \$\$ P25           | 0               | 0        | 6             | 3              |
| <b>4</b>  | Práctica Propuesta 2025 (P25) | MA P25 + \$\$ P25          | 0               | 5        | 2             | 2              |

Luego del análisis de los resultados obtenidos y de la comparación de los escenarios, se observa que el **Escenario 4** arroja resultados discriminados y con mayor sensibilidad en cuanto a las particularidades de cada ducto. Además, logra alertar situaciones en las que la Probabilidad de Falla es significativa y se combina con una afectación al negocio. Este escenario, además, refleja la disminución del riesgo si se toman acciones de mitigación como lo son la ejecución de un programa de Limpieza interna y de una inspección ILI con reparaciones de defectos.

Por lo expuesto anteriormente, es que se propuso incorporar las condiciones asumidas en el Escenario 4 para la Práctica del Análisis de Riesgo.

### 3.7. Resultados con el nuevo Modelo de Riesgos

La matriz obtenida mediante esta nueva metodología de cálculo para el Análisis de Riesgo (Escenario 4) es la que se muestra a continuación

|                                  |   |                                   |   |   |   |   |
|----------------------------------|---|-----------------------------------|---|---|---|---|
| <b>Categoría de Probabilidad</b> | 6 | 0                                 | 1 | 0 | 0 | 0 |
|                                  | 5 | 0                                 | 5 | 0 | 2 | 0 |
|                                  | 4 | 0                                 | 0 | 0 | 1 | 0 |
|                                  | 3 | 0                                 | 0 | 0 | 1 | 0 |
|                                  | 2 | 0                                 | 0 | 0 | 0 | 0 |
|                                  | 1 | 0                                 | 0 | 0 | 0 | 0 |
|                                  |   | 1                                 | 2 | 3 | 4 | 5 |
|                                  |   | <b>Categoría de Consecuencias</b> |   |   |   |   |

Figura 2. Matriz de Riesgo Actualizada - 2025.

Dos líneas resultan con Riesgo INTOLERABLE. Esto incluye al Gasoducto 1, ducto que implantó la necesidad de un estudio sobre la metodología (ver Tabla 5).

Tabla 5. Resultados de Análisis de Riesgo Actualizado - 2025.

| <b>TAG</b>  | <b>Longitud (m)</b> | <b>Probabilidad</b> | <b>Consecuencia</b> | <b>Riesgo</b> |
|-------------|---------------------|---------------------|---------------------|---------------|
| Gasoducto 1 | 10718               | Alta                | Alta                | INTOLERABLE   |
| Gasoducto 2 | 654                 | Alta                | Baja                | MEDIO         |
| Gasoducto 3 | 4552                | Muy Alta            | Baja                | MEDIO - ALTO  |
| Gasoducto 4 | 3300                | Alta                | Baja                | MEDIO         |
| Gasoducto 5 | 2732                | Alta                | Alta                | INTOLERABLE   |
| Gasoducto 6 | 3410                | Alta                | Baja                | MEDIO         |
| Gasoducto 7 | 353                 | Alta                | Baja                | MEDIO         |
| Gasoducto 8 | 2559                | Alta                | Baja                | MEDIO         |
| Gasoducto 9 | 10130               | Media               | Alta                | MEDIO - ALTO  |

### 3.8. Efectividad de Medidas de Mitigación

A continuación, se simularon, bajo la metodología propuesta, los resultados que obtendría este nuevo modelo de Riesgos aplicando distintas medidas de mitigación. Se hizo especial foco en los dos ductos que arrojaron Niveles INTOLERABLES y el denominado Gasoducto 9 con Nivel de Riesgo MEDIO-ALTO.

Se simuló la implementación de una limpieza interna anual, una inspección ILI, reparación de defectos y aplicación de tratamiento químico en los mismos. De esta manera, se corroboró que la corrosión interna disminuye significativamente su relevancia dejando de ser la principal amenaza de los ductos.

El nivel de frecuencia de falla en estos ductos bajaría a un nivel tres (3) de seis (6) y el nivel de riesgo sería MEDIO para las tres líneas.

*Tabla 6. Resultados de Riesgo al aplicar medidas mitigativas para la Corrosión Interna*

| Ducto       | ¿Tiene ILI + Limpieza+ Tratamiento Químico? | Probabilidad - Consecuencia | Nivel de Riesgo |
|-------------|---------------------------------------------|-----------------------------|-----------------|
| Gasoducto 1 | NO                                          | 5-4                         | INTOLERABLE     |
|             | SI                                          | 3-4                         | MEDIO           |
| Gasoducto 5 | NO                                          | 5-4                         | INTOLERABLE     |
|             | SI                                          | 3-4                         | MEDIO           |
| Gasoducto 9 | NO                                          | 4-4                         | MEDIO-ALTO      |
|             | SI                                          | 3-4                         | MEDIO           |

Bajo este escenario, en caso de que se requiera disminuir adicionalmente el riesgo, se deberían tomar acciones sobre otras amenazas que gobiernan el Riesgo (Operaciones Incorrectas, corrosión Externa, por ejemplo).

### 3.9. Acciones Identificadas con el Análisis de Riesgo

En relación con lo evaluado, se desprendió la necesidad de tomar acciones, principalmente, para reducir la probabilidad de corrosión interna, que es la amenaza predominante sobre la totalidad de los ductos bajo estudio.

En el caso de estudio, se identificaron como acciones a implementar la **inspección ILI y limpieza interna en los casos que las instalaciones lo permitan**. Además, se identificó la necesidad de evaluar la readecuación de instalaciones de ductos de modo que puedan ser piggeables. En los casos que no es posible, se propone la ejecución de inspecciones **ICDA/ECDA**.

Se considera relevante, además, **monitorear la proporción de gases agresivos CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S**, dado que no se contaba con esos datos en la totalidad de los ductos evaluados. Además, en caso de que se requiera, aplicar el **tratamiento químico** correspondiente para mantenerlos bajo umbrales seguros.

## 4. Conclusiones y Proyección a Futuro

Mediante el análisis y la evaluación de la práctica técnica del Análisis de Riesgo, se identificó la necesidad de disponer de un **modelo metodológico flexible**, capaz de adaptarse a las

particularidades operativas, ambientales y constructivas de cada yacimiento y de cada empresa. La experiencia indica que una metodología más robusta y parametrizable permite representar con mayor fidelidad las condiciones reales de los activos.

En este sentido, la incorporación de un mayor número de factores de cálculo no implica necesariamente un aumento en la complejidad del modelo, sino una mayor capacidad de ajuste y discriminación frente a distintos escenarios operativos. Por ejemplo, para el cálculo de la probabilidad asociada a la corrosión interna se han considerado 17 factores específicos. Estos factores no se aplican de manera uniforme, sino que se ponderan en función de las características propias de cada caso de estudio, lo que permite adaptar la estimación de la frecuencia de falla a las condiciones particulares de operación, al tipo de fluido transportado, al historial de inspecciones y a los controles implementados.

De esta manera, el modelo adquiere mayor **sensibilidad y consistencia técnica**, evitando simplificaciones excesivas y permitiendo una evaluación de riesgo más representativa y alineada con la realidad operativa de cada activo.

Se destaca la necesidad, entonces, de extender este análisis a todas las amenazas existentes:

*Tabla 7. Distribución de Amenazas de Falla.*

| Tipo                             | Amenaza                             |
|----------------------------------|-------------------------------------|
| <b>Dependientes del tiempo</b>   | Corrosión Externa                   |
|                                  | Corrosión Interna                   |
|                                  | Stress Corrosion Cracking (SCC)     |
|                                  | Fatiga                              |
| <b>Estáticas en el tiempo</b>    | Diseño, Construcción y Equipamiento |
| <b>Independientes del tiempo</b> | Operaciones Incorrectas             |
|                                  | Daño por Terceros                   |
|                                  | Geoamenazas                         |

Actualmente se está trabajando en la ampliación y mejora del ranking de factores de ponderación asociados a otras amenazas presentes en los ductos, tales como geoamenazas, corrosión externa y daños por terceras partes, entre otras. Estos factores, además de incorporar los umbrales establecidos por la normativa vigente y los criterios que determinan incrementos o reducciones en la probabilidad de falla, contemplan mecanismos de penalización ante la ausencia o insuficiencia de información. Este enfoque permite reflejar de manera explícita el **nivel de incertidumbre del análisis** y, al mismo tiempo, promover una mejora progresiva en la calidad y disponibilidad de los datos.

Asimismo, se avanza en la optimización del proceso de ingesta y gestión de datos, con el objetivo de garantizar su trazabilidad, consistencia y capacidad de actualización. El modelo ha sido diseñado de manera tal que pueda retroalimentarse fácilmente a partir de nuevos resultados de inspección, cambios operativos o la incorporación de información adicional, asegurando así su carácter dinámico y evolutivo.

Por otro lado, se destaca la importancia de contar con un **modelo adaptable** a las experiencias, criterios técnicos y realidades operativas de cada empresa. En este sentido, resulta fundamental mantener un intercambio continuo con las áreas técnicas y las autoridades de la compañía, a fin de alinear criterios, validar supuestos y asegurar que la metodología responda a un objetivo común dentro del estudio

Cabe destacar que uno de los objetivos centrales del Análisis de Riesgo es la generación de un **Plan de Acciones Recomendadas** orientado a reducir o controlar los niveles de riesgo identificados. Para que este proceso sea efectivo, resulta clave evaluar la factibilidad técnica, la disponibilidad de recursos y el nivel de compromiso de la empresa cliente para la implementación de dichas acciones, garantizando que las conclusiones del estudio se traduzcan en mejoras concretas en la Gestión de Integridad.

Finalmente, la metodología de Análisis de Riesgo adoptada debe adaptarse al dinamismo de las operaciones, así como al comportamiento de nuevas amenazas. En este sentido, resulta fundamental monitorear su efectividad en cada uno de los ciclos de gestión y, en función de los resultados obtenidos, introducir los ajustes necesarios que permitan mantener la robustez y vigencia del modelo.

## 5. Bibliografía

*ENARGAS. NAG 100 – Normas Argentinas Mínimas de Seguridad para el Transporte y Distribución de Gas Natural y Otros Gases por Cañerías. Ente Nacional Regulador del Gas, Argentina.*

*ENARGAS. NAG 100 – Parte O: Gerenciamiento de la Integridad de Líneas de Transmisión. Ente Nacional Regulador del Gas, Argentina.*

*Secretaría de Energía de la Nación (SEN). Resolución N° 120-E/2017 – Reglamento Técnico para el Transporte de Hidrocarburos Líquidos por Cañerías. República Argentina.*

*Subsecretaría de Hidrocarburos, Energía y Minería de la Provincia del Neuquén (SHEyM NQN) - Resolución N° 230/2008, Resolución N° 247/2009, Resolución N° 004/2010 y Resolución N° 347/2010.*

*ASME. ASME B31.4 – Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries. American Society of Mechanical Engineers.*

*ASME. ASME B31.8 – Gas Transmission and Distribution Piping Systems. American Society of Mechanical Engineers.*

*ASME. ASME B31.8S – Managing System Integrity of Gas Pipelines. American Society of Mechanical Engineers.*

*API. API Recommended Practice 580 – Risk-Based Inspection. American Petroleum Institute.*

*API. API Recommended Practice 581 – Risk-Based Inspection Technology. American Petroleum Institute.*

*API. API Standard 1160 – Managing System Integrity for Hazardous Liquid Pipelines. American Petroleum Institute.*

*AMPP (ex NACE International). SP0169 – Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems. Association for Materials Protection and Performance.*

*IGEM. IGEN/TD/2 – Steel Pipelines and Associated Installations for High Pressure Gas Transmission. Institution of Gas Engineers and Managers, Edition 3.*

*UKOPA Pipeline Product Loss Incidents and Faults Report, 1962–2020. United Kingdom Onshore Pipeline Operators Association (UKOPA).*

*RIDA Registro de Incidentes en Ductos de la Argentina, 2° Informe, 1993-2023. Instituto Argentino del Petróleo y del Gas (IAPG).ok*

## **6. CV de autores**

### **6.1. Elizabeth Rosanggela Assante Adriazola**

Título y lugar de estudio: Ingeniera Química – Universidad Nacional Mayor de San Marcos de Lima, Perú.

Trayectoria: Ingeniera Química con más de 19 años en la industria del petróleo y gas. Experiencia en gestión de activos, gestión de integridad y gestión de proyectos de facilidades desarrollada en Perú, Argentina, Angola y Ecuador en yacimientos convencionales y no convencionales.

Cargo actual en la empresa: Corporate Staff Pipeline Engineer en Pluspetrol.

### **6.2. Emanuel Marinaro**

Título y lugar de estudio: Ingeniero en Materiales – Universidad Tecnológica de Michigan.

Trayectoria: más de 15 años de experiencia en la industria del petróleo y gas. Experiencia en refinería, trabajando en la inspección de equipos estáticos y asegurando la viabilidad y eficiencia de procesos. Tres años de experiencia como ingeniero de corrosión, trabajando en la evaluación, control y mitigación de mecanismos de daño.

Cargo actual en la empresa: Sr. Corrosion Engineer en Pluspetrol.

### **6.3. Ernesto Santiago Battaglia**

Título y lugar de estudio: Ingeniero en Materiales – Universidad Nacional de Mar del Plata, Argentina.

Trayectoria: 2 años de experiencia en la industria de petróleo y gas. Maestría en producción de Petróleo y Gas dictado por el Instituto Tecnológico de Buenos Aires. Experiencia en evaluación de riesgo de activos, planificación de mantenimiento y gestión de integridad de ductos.

Cargo actual en la empresa: Jr. Integrity Engineer en Pluspetrol.

#### **6.4. Marcos Visús**

Título y lugar de estudio: Ingeniero Electromecánico – Universidad Nacional de La Plata, Argentina.

Trayectoria: más de diez años de experiencia en Gestión de Integridad de Activos en la industria energética. Desarrollo de Planes de Integridad, Análisis de Riesgo y estrategias de confiabilidad para activos críticos, integrando inspecciones internas con tecnologías avanzadas, ensayos no destructivos y criterios normativos internacionales.

Cargo actual en la empresa: Cofundador y gerente en INPLUS Ingeniería e Integridad.

#### **6.5. Macarena Ileana Buyo**

Título y lugar de estudio: Ingeniera Química – Universidad Nacional de Mar del Plata, Argentina.

Trayectoria: 3 años de experiencia en la industria de petróleo y gas. Experiencia en Gestión de la Integridad, control y evaluación de planes de integridad, monitoreo e inspección. Desarrollo y ejecución de Análisis de Riesgo.

Cargo actual en la empresa: Ingeniera de Integridad en INPLUS Ingeniería e Integridad.

#### **6.6. Diego Sebastián Martínez**

Título y lugar de estudio: Ingeniero Químico – Universidad Nacional de Córdoba, Argentina.

Trayectoria: Ha liderado equipos de trabajo de alto desempeño para la gestión de activos críticos en la industria de Oil & Gas, en empresas como Apache Corporation, General Electric Company y OLDELVAL durante más de 20 años. Gerenció programas integrales de mantenimiento y gestión de activos en la cuenca Neuquina en Upstream como Midstream. Fue Gerente de Ingeniería del proyecto Duplicar de expansión del Midstream Oil vital para el desarrollo de Vaca Muerta. Posee una sólida formación académica con posgrado en Gestión de Proyectos, certificación Six Sigma, AMPP y experiencia internacional en la Universität Karlsruhe de Alemania. Participó en comisiones técnicas y como disertante en varios Congresos. Es presidente de la subcomisión de Corrosión e Integridad del IAPG Comahue.

Cargo actual en la empresa: Cofundador y Gerente en INPLUS Ingeniería e Integridad.