

Gestión global de Integridad en un yacimiento maduro

**Emilio Kuchen (ekuchen@pluspetrol.net),
Maria Pia Areal (mareal@pluspetrol.net),
Cristian Perrini (cperrini@pluspetrol.net)
Pluspetrol**

Temática: Gerenciamiento de Integridad. Gestión de integridad de yacimientos maduros.

Sinopsis

La gestión desde el foco de integridad para un campo maduro, con un nivel de desarrollo avanzado que comprende más de 1000 pozos, 3 plantas de tratamiento y una veintena de satélites, con más de 130 tanques y 40 equipos de proceso, es un desafío por la magnitud, variedad de equipos y mecanismos de daños presentes. Para el abordaje de esta problemática se desplegaron una serie de estrategias preventivas principalmente análisis de riesgo según API 580/581, y estrategias de gestión de deficiencias.

Con el envejecimiento del activo, sumado a diversas causas que generaron diferimientos en inspecciones, tales como contexto económico de Argentina y la pandemia, los resultados de los análisis RBI comenzaron a arrojar niveles de riesgo por encima de los targets de la compañía, como se observa en la Figura 1. Este escenario requirió un abordaje específico para mitigar y controlar el riesgo.

Ante la alta probabilidad de falla asociada a los mecanismos de daño y la extensión del piping en plantas principales e instalaciones descentralizadas se definió un plan para abordar esta problemática, dicho plan tenía dos ejes; por un lado, una fuerte campaña de inspección, para poder definir con claridad las necesidades de remplazo; en forma paralela se inició un plan de remplazo de piping, dentro de este plan el primer año se logró remplazar más de 80 spooles. Una estrategia similar se llevó a cabo con válvulas de proceso, dentro del yacimiento contamos con un universo de más de 5000 válvulas, por lo que se hizo un análisis para la segmentación de modos y tipos de falla, lo que permitió definir la estrategia de inspección y remplazo.

Respecto a equipos y tanques, debido a la magnitud del yacimiento y la cantidad de equipos con los que contamos, llegamos a la conclusión que la capacidad de trabajo para intervenciones del equipo de O&M propio no era suficiente para el número de apertura en equipos para mantenimiento e inspección necesarias para poder llevar el riesgo a los niveles tolerables. Debido a este se avanzó con la contratación de un servicio tercerizado para intervenciones en equipos que trabaje de forma paralela. De esta forma pudimos lograr intervenir hasta 30 tanques y 4 equipos. Las intervenciones para mantenimiento e inspección interna se complementaron con diversas actividades de inspección externas.

A través de esta gestión global se logró reducir el número de equipos en riesgo alto en un 42% y medio-alto en un 37% en el año 2023, como se observa en la Figura 1. Esta reducción de riesgo se vio reflejada en un menor número de fallas y eventos tanto en equipos como piping y válvulas, lo que valida el análisis y confirma la efectividad de los planes empleados.

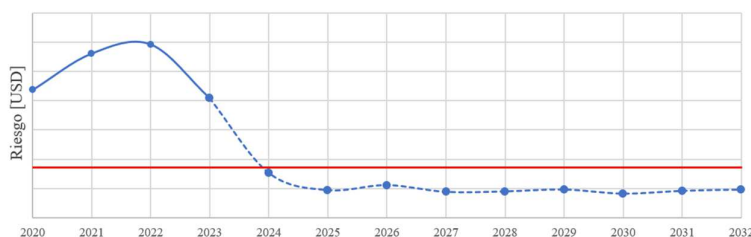


Figura 1 - Evolución y proyección del riesgo total del activo

Introducción

La gestión de integridad en un yacimiento de petróleo maduro, con un grado de desarrollo avanzado que comprende más de 1000 pozos entre productores e inyectores, una veintena de instalaciones descentralizadas y 3 plantas de tratamientos, en una amplia extensión territorial de más de 30 km de largo por 8 km de ancho supone un desafío importante debido a la magnitud del campo, variedad de mecanismos de daños y el envejecimiento propio del activo.

El campo tiene una producción de 3000 m³/día de petróleo, con un corte de agua promedio de 95% y una alta producción de arena asociada. Las instalaciones con las que cuenta el campo están compuestas por más de 230 equipos, 113 tanques en instalaciones descentralizadas, 21 tanques en plantas de tratamiento, 50 recipientes a presión y 25 calentadores.

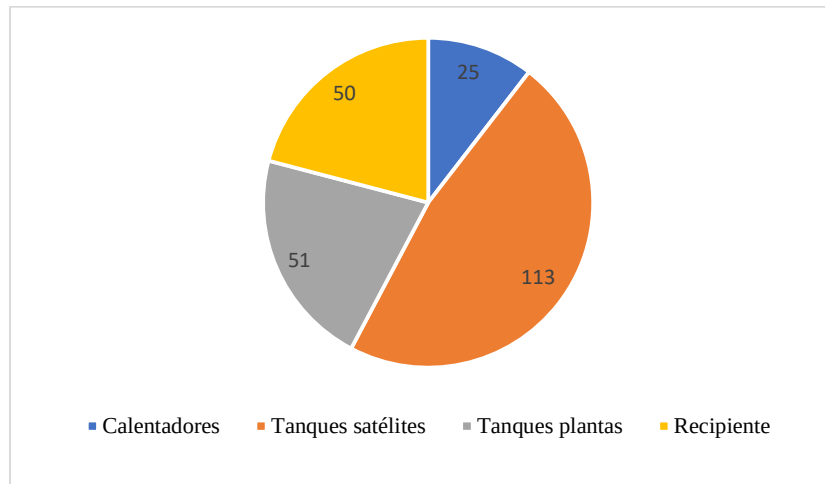


Figura 2 - Distribución de equipos

En sus inicios, la gestión de integridad del yacimiento se basaba principalmente en una estrategia prescriptiva, además del desconocimiento de las velocidades de daño, la gestión de integridad era deficiente respecto de comprender el valor agregado de las inspecciones. Los trabajos de inspección se limitaban a aperturas de equipos y tanques con frecuencia prescriptiva, donde el objetivo primario de la intervención era realizar mantenimiento sobre el equipo (limpieza principalmente) y la tarea de inspección propiamente dicha ocupaba un lugar secundario. Ante la magnitud del área las actividades prescriptivas no eran efectivas, aumentando así la cantidad de trabajos correctivos.

Mecanismos de daño

Los principales mecanismos de daños presentes en las instalaciones son corrosión interna, tanto generalizada como localizada, y corrosión bajo aislación. Como todo campo maduro, la corrosión interna tomó protagonismo con el aumento del corte de agua en la producción del campo, el agua de formación tiene la característica de ser muy agresiva debido al alto contenido de sales, contenido de oxígeno, y bacterias. La morfología de ataque es generalizada en equipos y, principalmente, piping que no cuentan con revestimiento interno. El caso de corrosión interna localizada se da en aquellos equipos y/o piping que cuentan con revestimiento interno y el mismo se desprendió en una zona puntual, en estos casos el tiempo a la falla se da en periodos de tiempo cortos, lo que vuelve a este mecanismo de daño particularmente riesgoso.

Este mecanismo de daño se evidenció inicialmente en flowlines y ductos troncales, estas líneas de acero al carbono sin revestimiento era muy susceptibles a la corrosión interna. Desde un enfoque basado en

consecuencias se avanzó con el cambio de material, remplazando las mismas por ductos de ERFV eliminando así el mecanismo de daño. Ya mitigada la corrosión en estos componentes, los principales puntos de atención para dicho mecanismo de daño pasaron a ser piping y equipos.



Imagen 1 - Ejemplos de corrosión generalizada en piping y niple de tanque

Respecto a la corrosión bajo aislación (CUI), este mecanismo de daño toma relevancia a la cantidad de equipos, con aislación térmica. La problemática de este mecanismo de daño está dada en la dificultad para una correcta inspección, debido a que obliga al retiro de grandes porciones de aislación para poder tener un correcto diagnóstico de la condición del equipo o al empleo de técnicas de inspección no convencionales.



Imagen 2 - Tanque con corrosión bajo aislación

Implementación RBI

A partir del año 2019 se implementó el proceso de Gestión de Integridad basado en Riesgo a partir de la norma API 580/581. En función de estos primeros análisis se definieron tareas de inspección en tanques y equipos entendiendo los mecanismos de daños que aplicaba a cada caso. Tanto para el análisis de Riesgo, como para la gestión de inspecciones se debió transitar una curva de aprendizaje para acertar en términos de técnicas de inspección, calidad, trazabilidad, gestión de presupuestos y recursos.

A mediados del 2019 factores externos forzaron diferimientos en inspecciones, la posterior pandemia por COVID-19 en 2020, hicieron que el riesgo en el yacimiento llegase a niveles elevados, por encima del target de la compañía.

Desarrollo

Para mitigar el riesgo y el creciente número de fallas por el diferimiento de inspecciones y actividades de mantenimiento se diseñó un plan específico que debía ser eficaz para cada tipo de equipo.

Segmentación por Riesgo

Para abordar el caso se evaluaron los puntos más débiles de cada sistema, desde las instalaciones de pozo hasta los ductos de despacho. Se identificaron puntos críticos como válvulas, cañerías internas de planta, cañerías de derivación, equipos y tanques.

Se realizó un análisis cualitativo de riesgo para aquellos equipos fuera del RBI. El resultado se observa en la Figura 3, donde se puede ver claramente el impacto del factor de escala del área. Hay componentes (principalmente válvulas y cañerías) que, si bien tienen baja incidencia en las consecuencias, la probabilidad (gobernada por la corrosión interna) y sobre todo por la extensión del área hacen que sean un punto de dolor, y requieran una gestión particular.

Se desarrollaron planes específicos para inspección y recambio de cañerías; y por otro lado se aceleró el plan de inspección de equipos y Tanques.

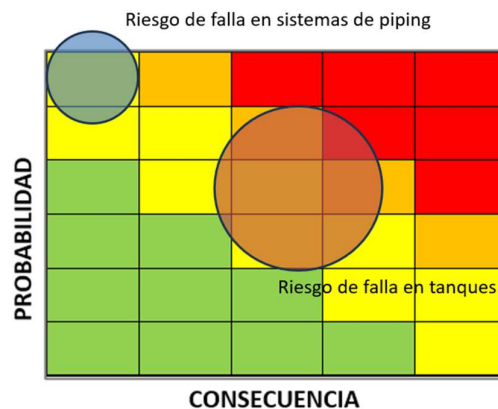


Figura 3 - Impacto en la matriz de riesgo de distintos componentes

Plan de Inspección y Recambio de cañerías

En lo referido a cañerías el Yacimiento cuenta con más de 65 km de piping instalados en satélites; donde el mecanismo de daño asociado es corrosión/erosión. Para abordar el número creciente de fallas en estos componentes, se optó por un plan con dos frentes de trabajo. Por un lado, una fuerte campaña de inspección, que permitiera identificar los puntos críticos del sistema y, complementando las inspecciones, un plan de remplazo de piping.

A la hora de definir la campaña de inspección, se tuvo en cuenta las características del mecanismo de daño buscado, corrosión interna generalizada y localizada severa. Para esto se utilizó la gammagrafía, técnica que desde el inicio de la implementación de RBI se ha optimizado en el activo: el espectro de aplicación son cañerías de hasta 6" y Schedule 80.

Para piping en instalaciones descentralizadas, cuya configuración es prácticamente estándar, se definió un plan de inspección enfocado en codos, potenciales piernas muertas, niples de purga o toma muestras, sumado a puntos spot de tramos de cañerías de cañería de proceso. Un criterio importante a la hora de

definir los puntos de inspección fue la identificación de aquellos tramos de piping que no contaban con revestimiento interno, donde se esperaba que el tiempo a la falla fuese menor. En esta primera campaña de inspección se realizaron más de 2000 inspecciones en piping, y válvulas.

Una vez finalizada esta campaña de inspección inicial, y con el avance de los otros frentes de trabajos, que nos permitió tener un mejor conocimiento del mecanismo de daño y las particularidades del mismo en nuestro yacimiento, se avanzó con la definición de CML's de inspección para las distintas instalaciones. En las Plantas principales, se realizó el análisis de lazos de corrosión para cada una de las plantas y la definición de CML's, con su respectiva frecuencia; mientras que, en aquellas instalaciones descentralizadas, donde por la simplicidad de las mismas no amerita un análisis de lazos de corrosión, se avanzó con la definición de CML's en puntos representativos y una frecuencia de inspección del tipo prescriptiva de 18 meses.

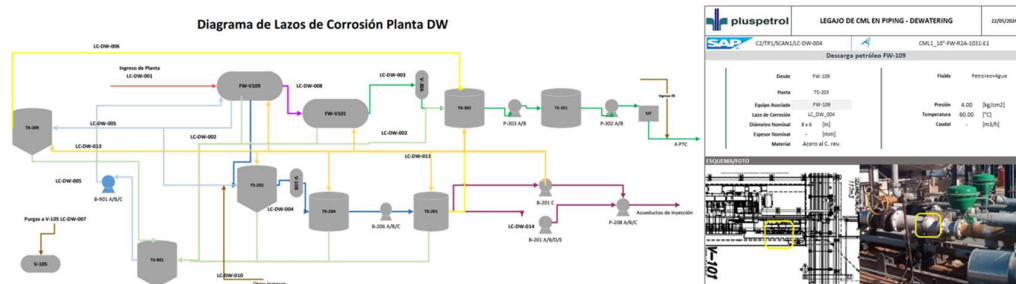


Imagen 3 - Diagramas de lazos de corrosión y legajo de inspección.

El plan de acción referido al piping se complementa con el plan de remplazo de cañerías, este plan tiene como objetivo remplazar aquellos spoosles con hallazgos de inspección o directamente fallas. Para dicho plan se definió un flujograma de trabajo con el objetivo de asegurar la correcta identificación y ejecución de los remplazos.

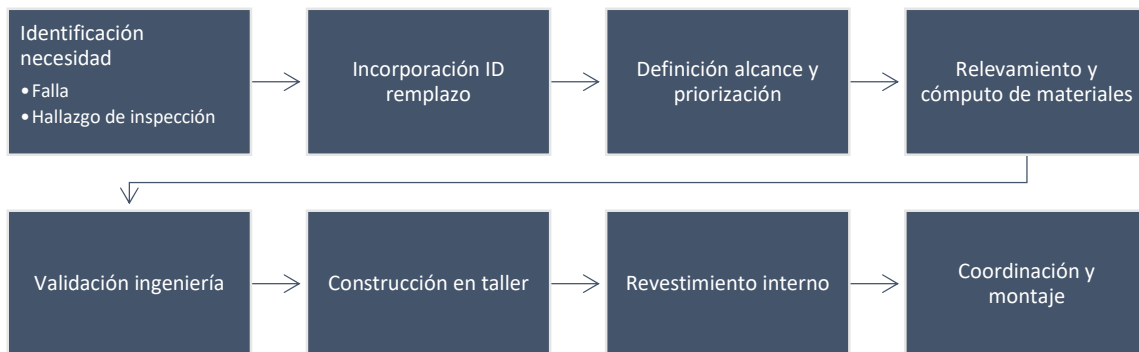


Figura 4 - Flujograma de trabajo plan de remplazo de piping

Dentro del primer año del plan se lograron remplazar más de 80 spoosles, logrando de esta forma una reducción notable en el número de eventos por fallas en piping aéreo. Para el éxito del plan fue fundamental el seguimiento semanal del avance, que nos permitió identificar los cuellos de botellas como fueron provisión de materiales, demoras en talleres, entre otros. El plan de remplazo de piping sigue vigente hoy en día con reuniones semanales de seguimiento.

Plan de Inspección de Válvulas

Otro de los puntos de dolor asociado con el factor de escala del activo, son las válvulas. El campo cuenta con más de 700 pozos productores, donde cada uno cuenta con 5 válvulas, se estiman más de 5000 válvulas en instalaciones concentradas y más de 100 válvulas en los troncales de producción e inyección. Esto nos da un universo de más de 8600 válvulas aproximadamente.

El primer paso para abordar este tema fue realizar una segmentación según modos de falla y característica de la válvula (material, diámetro, ubicación, función). La clasificación según modo de falla se realizó a través de los avisos de mantenimiento generados en SAP donde se registran todos los pedidos de mantenimiento. Los mecanismos de daño predominantes fueron corrosión por cloruros y CO₂, corrosión microbiológica y corrosión-erosión, debido al alto corte de agua del petróleo producido, sumado a la presencia de arena, la alta salinidad del agua de formación, presencia de bacterias y CO₂.



Imagen 4 - Ejemplos de fallas en válvulas

La técnica de inspección elegida para válvulas fue gammagrafía, se escogió esta técnica en función de que los mecanismos de daño esperados son principalmente locales, a la vez que nos permite identificar fallas funcionales en las válvulas como puede ser desgaste de internos, clapetas desprendidas, etc. La principal limitante de esta técnica de inspección es el tamaño de válvulas que es posible inspeccionar, debido a los espesores del material se determinó que no es viable realizar en válvulas de más de 6”.

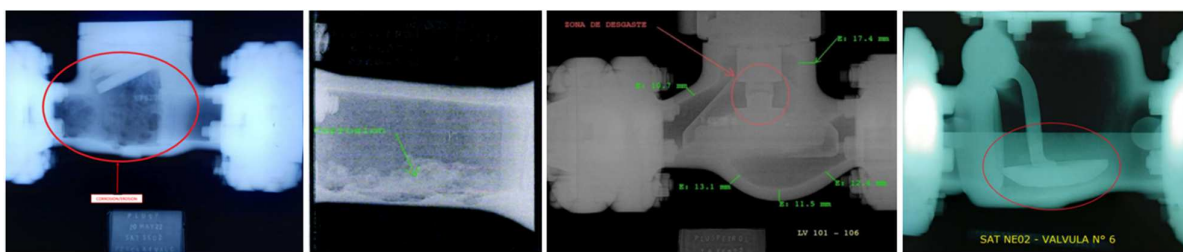


Imagen 5 - Hallazgos de inspección en válvulas

En base a los hallazgos de inspección se definieron remplazos en aquellas válvulas con indicaciones siguiendo el árbol de decisión de la Figura 5, donde en función del tiempo a la falla y criticidad de la válvula en el proceso se define la continuidad en servicio, un remplazo In Kind o el cambio de metalurgia, en la mayoría de los casos por acero inoxidable.

Los resultados de estas estrategias se muestran en la Figura 6, donde se puede observar que en los primeros años las fallas se trasladaron a diámetros mayores, que son aquellos no inspeccionables por la limitación de la técnica. En la Figura 7 se puede observar la tendencia de eventos totales en válvulas, donde se refleja la reducción de eventos a partir de 2020.

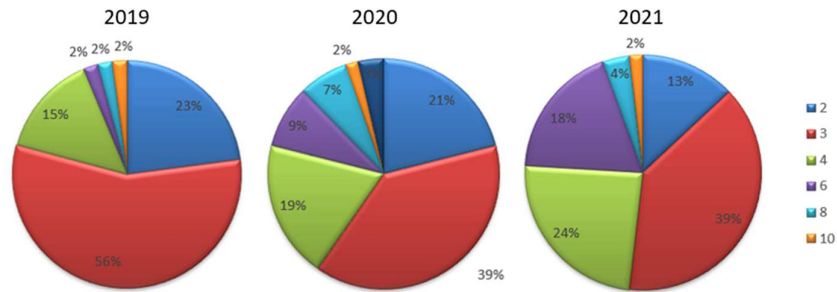


Figura 5 - Evolución de válvulas falladas en función del diámetro

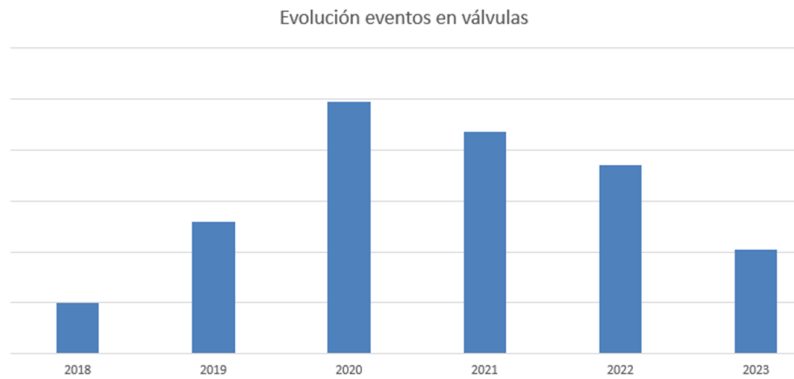


Figura 6 – Tendencia número de eventos en válvulas

Plan de Apertura de tanques y equipos

En primer lugar se realizó un diagnóstico de la situación llevó al escenario de riesgo, más allá de los diferimientos antes mencionados, se detectaron problemas como bajo rendimiento de los recursos del yacimiento, que no permitían cumplir los planes de apertura planificados para los distintos años, como así también la falta de registro de la intervenciones e inspecciones de calidad, estos desvíos impactaron directamente en riesgo del activo al no poder darle crédito a la hora de realizar el cálculo de riesgo.



Imagen 6 - Intervenciones mayores en equipos

Por este motivo se avanzó con la contratación de un servicio tercerizado, que trabaja de forma paralela al servicio propio del yacimiento. Esta decisión, sumado a un seguimiento más estricto del plan de intervenciones de equipos, incluida la contratación de un supervisor externo dedicado exclusivamente al plan de apertura de equipos que nos asegure la calidad de las intervenciones, nos permitió realizar hasta 35 aperturas por año.

De forma paralela al incremento de la cantidad de intervenciones, se hizo foco en mejorar la calidad de las mismas, y fundamentalmente, la calidad y registros de las inspecciones realizadas durante las aperturas. De esta manera, se puede dar mayor crédito a la intervención y extender el tiempo entre intervenciones.

Esta campaña de intervenciones se complementó con otra campaña paralela de inspecciones externas, en la cual el último año se realizaron 20 inspecciones en equipos por riesgo aquellas prescriptivas como son las realizadas en piping y válvulas.

Esta estrategia agresiva de intervenciones nos permitió el primer año vencer con la inercia de riesgo incremental que tenía el yacimiento, y en el segundo año se logró reducir un 42% el número equipos en riesgo alto, pasando de 34 equipos en dicha condición a 20. De igual manera se logró reducir en un 37% los equipos en riesgo Medio-Alto.

Los resultados obtenidos con la mejora en la cantidad y calidad de intervenciones, sumado a los resultados de inspecciones externas, nos permitieron optimizar la estrategia de intervenciones en tanques de instalaciones descentralizadas. Para realizar esta optimización de estrategia, se simularon los resultados de inspecciones realizadas con la planificación vigente de inspección de 4 + 3, es decir inspección externa a los 4 años y apertura a los 7, y la nueva estrategia propuesta de 5 + 5 sin que esto se vea reflejado en un aumento en el nivel de riesgo. Para que esta nueva estrategia sea efectiva es fundamental asegurar la calidad de las intervenciones, como así también la ejecución de la totalidad de las inspecciones. Este cambio en la frecuencia de inspección nos permite un ahorro aproximado de 300.000 USD por año. Es importante aclarar que esta estrategia es una frecuencia propuesta, y las fechas de inspección pueden modificarse en función a los resultados del análisis RBI, hallazgos de inspección o cambios en las condiciones de operación de los equipos.

En la Figura 9 se puede observar la evolución del riesgo a partir del año 2020, no se puede comprar con años previos por cambios en la metodología del cálculo de RBI. En 2022, el primer año donde se inicia con el servicio tercerizado de apertura de tanques, no se logra reducir el riesgo, pero se modifica la tendencia ascendente de riesgo. Para el segundo año, ya con las lecciones aprendidas del año previo, se logró reducir considerablemente el riesgo. Realizando la proyección de intervenciones, y considerando que en las mismas se obtienen resultados satisfactorios, para fines de 2024 el riesgo ya se ubicaría por debajo del objetivo de la compañía.

Por otro lado, en la Figura 10 se muestra la evolución de la cantidad de apertura de equipos, en la misma se indican aperturas por riesgo y aperturas por estrategia, estas últimas son intervenciones para realizar limpiezas en equipos de tratamiento que acumulan gran cantidad de arena. Gracias a la estrategia de choque inicial, donde se logró reducir fuertemente el riesgo, y la posterior optimización de la estrategia de inspección en tanques, se logró bajar el número de aperturas de equipos por año sin que esto afecte el nivel de riesgo del yacimiento.

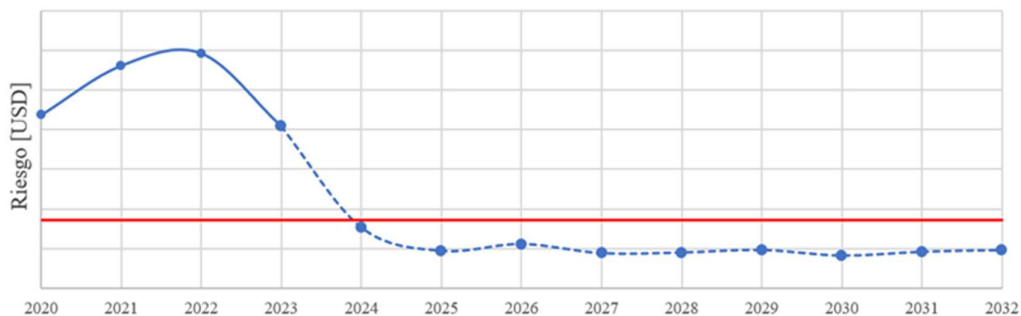


Figura 7 - Evolución y proyección del riesgo en el activo

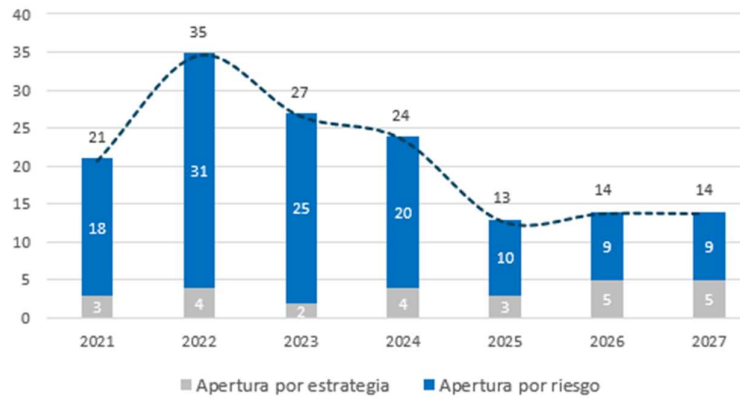


Figura 8 - Evolución y proyección de inspecciones de equipos internos

Conclusión

Para una correcta gestión de integridad de un activo es importante contar con un correcto diagnóstico de la situación inicial, que nos permita identificar cuáles son los puntos críticos de nuestras instalaciones. Es un factor clave asegurar la calidad de la información. Esta información es el input para definir los planes de acción que mejor se adapten a nuestro campo.

Se debe hacer hincapié en afianzar términos de integridad en toda la organización, de forma que los distintos sectores entiendan el concepto de RBI, y que el mismo sea una herramienta más a la hora de tomar de decisiones, y a la vez, que se entienda la necesidad e importancia de la correcta realización de inspecciones.

En este análisis cobra relevancia la retroalimentación, y validación, del método RBI. Así como también, a partir de un correcto entendimiento de los mecanismos de daño, diseñar metodologías de evaluación de riesgo cualitativas. De esta manera para el Yacimiento Río Colorado se logró cubrir con estrategias de gestión de integridad no sólo equipos que estuvieran alcanzados por API 581, si no también componentes que son puntos de dolor para el activo. La combinación de metodologías nos permite optimizar inspecciones y desarrollar estrategias específicas para cada tipo de equipo.