



Integridad de pozos productores de petróleo

Este trabajo describe los procesos de evaluación y diagnóstico inicial, y posterior implementación de actividades clave del Sistema de Gestión de Integridad y control de corrosión, focalizado a pozos productores de petróleo.

Por **Marcos Meyer** (Icorr) y **Marcos Tissera**

A lo largo de los últimos tiempos, se ha desarrollado e implementado un modelo de Sistema de Gestión de Integridad de instalaciones para pozos productores de petróleo, de los cuales la amplia mayoría utiliza sistemas de bombeo mecánico.

El marco del proyecto incluye una etapa de evaluación y diagnóstico inicial, y el posterior desarrollo e implementación de actividades clave del Sistema de Gestión de Integridad y control de corrosión, focalizado a pozos productores de petróleo:

- Identificación y evaluación de amenazas y análisis de riesgo; identificación de sistemas críticos
- Evaluación de mecanismos de daño, incluyendo análisis de fallas
- Diseño de un programa de monitoreo de corrosión
- Revisión y optimización de criterios para tratamientos químicos
- Desarrollo de estrategias de inspección.



Se presentan los aspectos y resultados principales de la implementación del modelo de Sistema de Gestión de Integridad de pozos productores de petróleo.

Introducción

En la última década han sido desarrollados diversos enfoques y modelos para la implementación de Sistemas de Gestión de Integridad (SGI) en la industria de petróleo y de gas a nivel local. Dichas actividades se han focalizado, mediante el empleo de pautas y lineamientos volcados en la normativa internacional y regulaciones locales, sobre dos tipos de instalaciones: ductos y equipos de plantas.

Los conceptos aplicados en la gestión de integridad para instalaciones de superficie en yacimientos productores de petróleo y gas resultan válidos para sistemas de

pozos. No obstante, los elementos y actividades que conforman el proceso de gestión de integridad, deben ser diseñados en función de las características particulares de este tipo de instalaciones, así como a la escala de las operaciones y estructura de cada compañía.

En relación al tipo de instalaciones, la vasta mayoría de pozos productores de petróleo utilizan sistemas de levantamiento artificial, principalmente sistemas de bombeo mecánico (BM), aspecto relevante que conlleva la necesidad de adaptar las estrategias y programas de integridad en función de las problemáticas particulares observadas en dichos sistemas.

Se ha desarrollado un proyecto de implementación de un Sistema de Gestión de Integridad de pozos productores de petróleo, orientado a yacimientos en los cuales se han observado elevadas frecuencias de fallas de pozos, incrementos en dichas tasas y/o diferentes problemáticas vinculadas a aspectos de integridad.

Los objetivos iniciales del proyecto consistieron en:

- Asegurar y mantener la integridad de las instalaciones.
- Alcanzar una elevada performance como equipo de trabajo.

Como objetivo de mediano plazo, se planteó obtener una reducción progresiva en la tasa de fallas de pozos en relación a los valores máximos registrados, optimizando costos operativos.

El presente trabajo se centra sobre los aspectos y resultados principales de la implementación del modelo de Sistema de Gestión de Integridad de pozos productores de petróleo.

Desarrollo

1. Etapas del proyecto

El proyecto de implementación del Sistema de Gestión de Integridad (SGI) se planificó y llevó a cabo en tres etapas:

Etapa 1- Evaluación y diagnóstico inicial: se planteó esta primera etapa con el objetivo de realizar una correcta planificación y eficiente orientación de los recursos del proyecto.

Etapa 2- Desarrollo e implementación del sistema de gestión para control de corrosión en sistemas críticos: a partir del análisis realizado en la etapa previa se diseñó un programa destinado a instalaciones identificadas como críticas para su implementación, con la finalidad de generar estrategias para el control de corrosión en el corto plazo.

Etapa 3- Desarrollo del Sistema de Gestión de Integridad (SGI) completo: se desarrollaron, comprendiendo la totalidad de sistemas e instalaciones del yacimiento, tres elementos principales: análisis de riesgo, planes basados en riesgo y estructura documentaria del SGI.

1.1. Diagnóstico inicial

La primera etapa de diagnóstico inicial fue enfocada en los siguientes aspectos relevantes:

- Identificación y evaluación cualitativa de amenazas inmediatas, principalmente:
 - Mecanismos de falla localizados acelerados.
 - Fallas recurrentes.
 - Sistemas y áreas de alta consecuencia.
- Evaluación del grado de implementación de actividades relacionadas con la integridad de instalaciones.

1.1.1. Recopilación, integración y análisis de información

Esta sub-etapa consistió en una serie de actividades que se realizaron con el objetivo de consolidar la información disponible de los sistemas bajo análisis y llevar a cabo su ordenamiento e integración para las etapas posteriores.

1.1.2. Análisis de estadísticas de fallas

Se realizó un análisis estadístico de intervenciones y eventos de fallas en pozos, en función de los registros disponibles en cada yacimiento.

En los casos de implementación, dicho análisis permitió obtener observaciones y conclusiones relevantes, como:

- De las intervenciones en pozos con diagnóstico de falla conocido, la principal causa de falla observada es corrosión; la distribución de fallas en uno de los casos de implementación se muestra en la figura 1.
- Tanto la frecuencia de falla (fallas totales) por pozo por año (*FWY, failure per well per year*), como la frecuencia de fallas por corrosión, han evolucionado con una tendencia creciente a partir del inicio de los registros de intervenciones. En la figura 2 se observa la evolución de la frecuencia de fallas por pozo por año (*FWY*), para uno de los casos, con incrementos notorios en 2010 y en 2012.

1.1.3. Áreas/sistemas de alta consecuencia

Se evaluó de forma preliminar el impacto relativo de una falla en pozos considerando los siguientes aspectos:

- Pérdida de producción e interrupción de la operación.
- Costo de instalaciones e intervención.

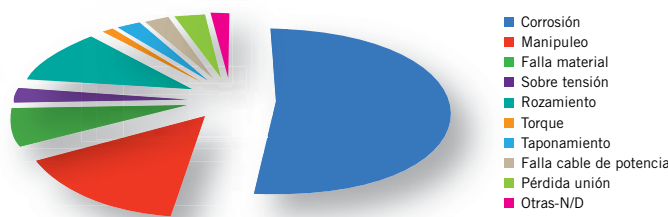


Figura 1. Distribución de causas de fallas en pozos en uno de los casos de implementación de SGI.

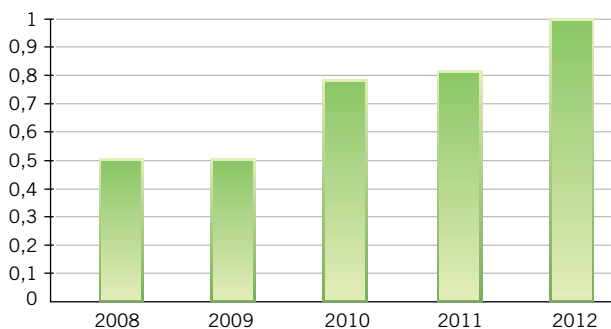


Figura 2. Evolución de la frecuencia de fallas por pozo por año (*FWY*) en uno de los casos de implementación de SGI.

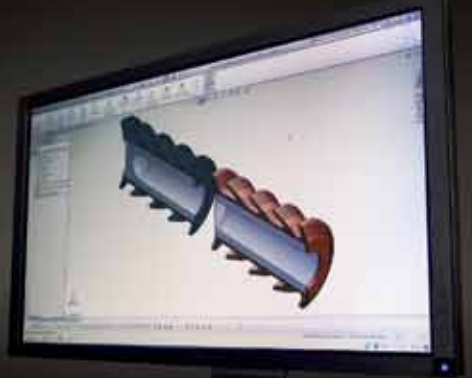
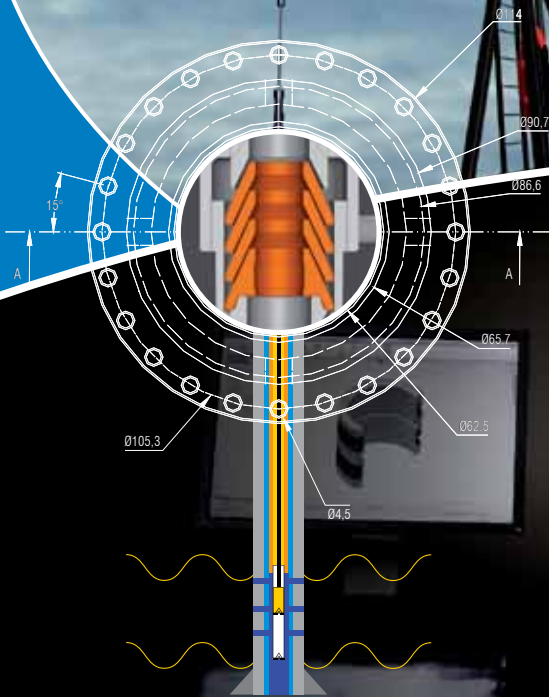
1.1.4. Mecanismos de daño

El análisis e identificación de mecanismos de daño es un proceso clave dentro de la gestión de integridad, a partir del cual se diseñan las estrategias de control de corrosión (monitoreo, inspección, mitigación). En dicho análisis, se consideran diferentes parámetros de incidencia en los procesos de corrosión y su interacción con los materiales constructivos del sistema.

A través del diagnóstico inicial se detectó que no se había llevado a cabo previamente un adecuado proceso de identificación de mecanismos de daño de los sistemas comprendidos en el mismo. Esta evaluación debe llevarse a cabo como una de las primeras etapas de la

Ingeniería en Elastómeros para mejorar su productividad.

www.logos.pablomagne.com.ar



Bivortek Ingeniería®

Bivortek Ingeniería® es una nueva marca que identifica la excelencia de nuestro Departamento de Ingeniería en Elastómeros.

Bivortek Ingeniería® es símbolo de innovación, tecnología y esfuerzo conjunto; representa el desempeño de calificados profesionales e ingenieros que lideran programas de investigación, diseño y desarrollo de productos técnicos de caucho pensados para brindar a nuestros clientes el beneficio de la mejora continua aumentando la seguridad, confiabilidad y productividad de las operaciones petroleras en la Argentina y en el mundo.



Centro de atención al cliente
+54 11 4554 8838
www.bivort.com.ar

 **Bivort®**

RUBBER TECHNICAL PRODUCTS

implementación de la gestión de integridad, en particular en sistemas de riesgo elevado.

Adicionalmente, de acuerdo con la información relevada, en la mayoría de los sistemas no se contaba al inicio del proyecto con información suficiente que permitiera concluir sobre los mecanismos actuantes.

Las acciones de corto plazo se focalizaron, por lo tanto, en el monitoreo de parámetros, análisis y evaluaciones que permitieran obtener una correcta identificación de los mecanismos de daño activos causantes de las fallas en los sistemas mayormente afectados. Estas acciones se plasmaron en un plan de monitoreo base.

Mecanismos de daño en sistemas de pozos

No obstante lo explicado en el punto anterior, en función del análisis inicial llevado a cabo en los sistemas de pozos se detectó información o indicios que permitieron orientar la identificación de ciertos mecanismos de daño actuantes, que debieron ser verificados en las siguientes etapas partiendo de un plan de monitoreo base.

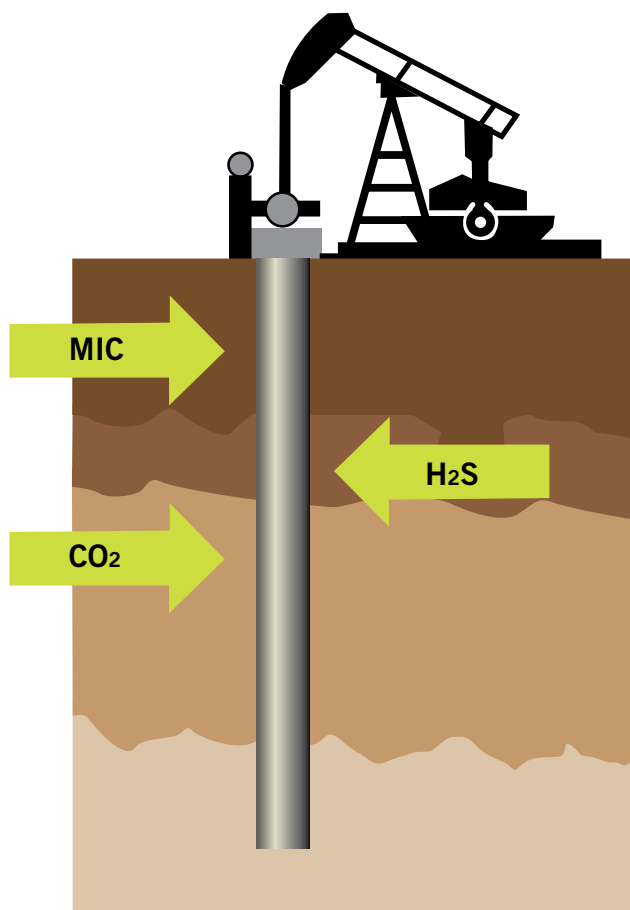


Figura 3. Esquema representando mecanismos de daño en pozos productores.

1.2. Programa de Control de Corrosión

1.2.1. Plan de monitoreo base

A partir del análisis realizado en el diagnóstico inicial se recomendó la implementación de un plan de monitoreo base como primera acción, destinada principalmente a la identificación correcta de mecanismos de daño, elemento

clave en el diseño de programas de control de corrosión. El plan abarcó una serie de sistemas (pozos productores e inyectoros), los cuales fueron seleccionados en base a los siguientes criterios:

- Por cantidad de intervenciones por corrosión.
- Por antecedentes de relevamientos anteriores (CO₂, BRS, otros).
- Por criticidad de acuerdo a experiencia de Operaciones.

Las principales variables incluidas dentro del programa de monitoreo fueron:

- Medición de los contenidos de CO₂ y H₂S en fase gas.
- Análisis físico-químico completo, incluyendo medición de pH.
- Monitoreo de velocidad de corrosión con cupones.
- Seguimiento inicial de bacterias (BSR) en los pozos seleccionados para el monitoreo base, en función del cual se definirán acciones para el control bacteriológico en el sistema de producción.

Se determinaron, asimismo, las ubicaciones, frecuencias y técnicas a utilizar para el monitoreo de cada variable incluida en el plan. La figura 4 muestra un esquema del plan de monitoreo base en pozos productores.

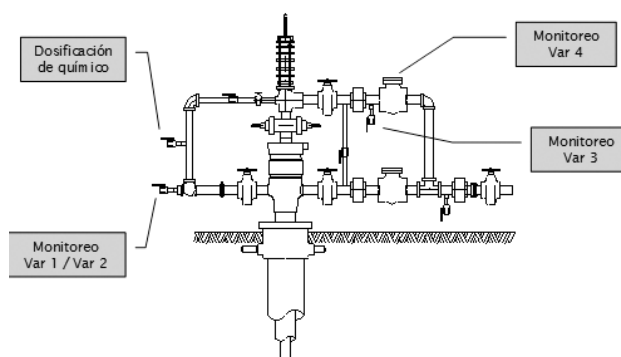


Figura 4. Esquema del plan de monitoreo base en pozos productores.

1.2.2. Análisis de fallas

Como programa complementario al plan de monitoreo base, se inició un programa de análisis de fallas en pozos. Los objetivos principales propuestos para este programa fueron los siguientes:

- Consolidar y realimentar la estadística de fallas del yacimiento, identificando y discriminando mecanismos de daño y causas raíces.
- Extrapolar las conclusiones obtenidas a sistemas similares, para la prevención de fallas potenciales.
- Revisar y adecuar los programas de monitoreo y mitigación, según se requiera.
- Contribuir al ejercicio de aprendizaje, para una mejora de la gestión.

El análisis de fallas es un proceso utilizado en la determinación de las causas raíz físicas de problemas que derivan en la falla de un componente. El proceso es complejo, involucrando la participación de diferentes disciplinas y la utilización de una amplia variedad de técnicas de observación, inspección y de laboratorio como microscopía óptica, electrónica (SEM), microsonda EDAX, difracción de rayos X (DRX), fluorescencia de rayos X (XRF), ensayos

mecánicas, entre otras. El análisis de la evidencia se integra con la información de diseño, fabricación, construcción e historial de operación y proceso del componente o sistema y con casos de fallas similares de bases de datos de la industria o investigaciones.

Esta herramienta, adecuadamente implementada, constituye un elemento crítico en el proceso de resolución de problemas y resulta clave para la prevención, control y corrección de fallas, resultando en una mejora en los aspectos de integridad, confiabilidad, seguridad y economía, dentro del marco del SGI.

Dentro de cada análisis de fallas, los aspectos claves del estudio fueron discutidos en la evaluación de resultados y recomendaciones, comprendiendo:

- Determinación de los mecanismos de daño/degradación actuantes.
- Determinación de las causas de falla.
- Evaluación de acciones posibles de control, prevención y/o mitigación.
- Discusión de resultados y acciones de implementación.

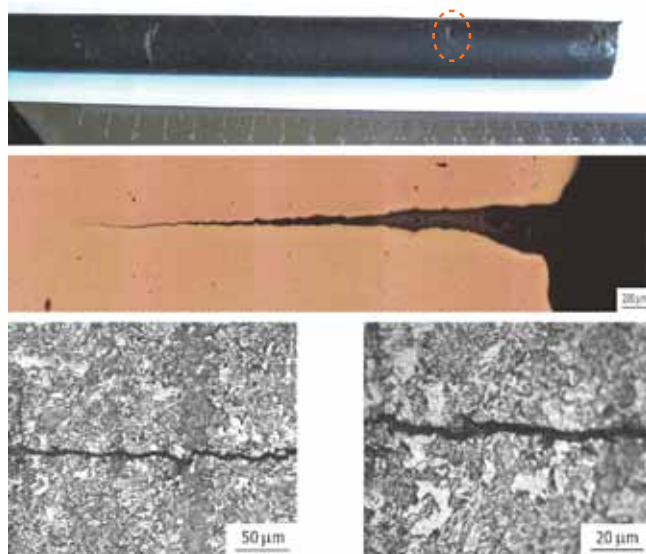


Figura 5. Ejemplo de análisis de fallas sobre varilla de bombeo; ensayos metalográficos de examen macroscópico, microscópico (microestructura) y ensayo de tracción.

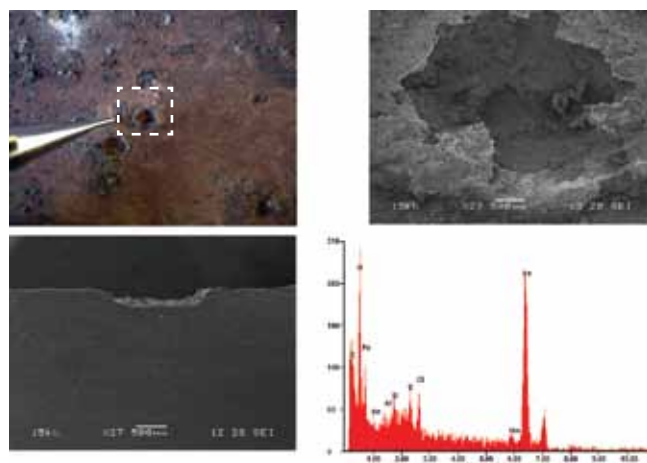


Figura 6. Ejemplo de análisis de fallas sobre tubing; ensayos para caracterización de depósitos/productos de corrosión mediante microscopía electrónica (SEM) e identificación de elementos mediante microanálisis de rayos x (EDAX).

1.2.3. Tratamientos químicos para control de corrosión

El programa de dosificación de productos químicos comprende pozos productores y otros tipos de instalaciones. Este programa generalmente está conducido y gestionado en conjunto con proveedores de químicos.

Los programas de dosificación de químicos, como procesos de gestión, deben abarcar las siguientes actividades:

- Análisis de corrosión del sistema.
- Definición del esquema de dosificación (producto, concentración, tipo de dosificación, frecuencia).
- Inicio del programa, sujeto a verificación continua por monitoreo de diferentes variables.
- Optimización del proceso.

El diagnóstico inicial permitió identificar oportunidades de mejora en algunos de los aspectos indicados, que se resumen en los siguientes puntos.

Dosificación de inhibidores de corrosión

La correcta selección del método de tratamiento es de suma importancia, dado que aun con la selección del inhibidor correcto para tratar determinado problema de corrosión, pueden obtenerse resultados poco satisfactorios si el inhibidor no llega, o llega en concentración y tiempo insuficiente, al área problemática.

El criterio de selección de la técnica de aplicación se debe basar en las siguientes consideraciones:

- Facilidades de dosificación disponibles/posibles
- Nivel de riesgo del pozo
- Tipo de sistema de producción
- Caudal producido
- Corte de agua
- Mecanismos de daño activos
- Corrosividad modelada/medida

A partir del análisis de situación de los tratamientos químicos realizado en el diagnóstico inicial, se definieron criterios generales para los diferentes programas de dosificación para control de corrosión. Los mismos fueron diseñados como una guía inicial para la selección de tratamientos químicos, los cuales serán optimizados de manera particular en base al seguimiento de cada sistema.

Se indican ejemplos de los criterios establecidos como base inicial para inhibidores de corrosión en la Tabla 1.

Técnicas de aplicación

Las técnicas comúnmente utilizadas en los yacimientos son del tipo *batch* o continua. Se realizó un análisis crítico de las modalidades de ambas técnicas con la finalidad de inducir mejoras en la aplicación, identificándose aspectos que requerían evaluación:

- Variación de concentración de la película protectora luego de la aplicación del batch
- Persistencia del film entre batcheos
- Tiempo de recirculado
- Aseguramiento de que la película de inhibidor alcance la totalidad de las superficies a proteger, especialmente la zona inferior del pozo.

Sistema	Condiciones de servicio	Producto	Modo de inyección	Dosificación	Frecuencia/duración
Pozo productor BM (bombeo mecánico)	Qtot > 80m³/d y/o agua > 20% y/o corrosión elevada	Inhibidor fílmico soluble en agua	Continuo por anular	50 ppmv (fluido total)	Continuo
Pozo productor BES (bombeo electro sumergible)	Qtot = todos y/o agua > 20% y/o corrosión elevada	Inhibidor fílmico soluble en agua	Continuo por capilar	< 50°C: 20 ppmv 50-80°C: 50 ppmv 80-110°C: 100 ppmv > 110°C: 150-200 ppmv	Continuo

Tabla 1. Tratamientos de control de corrosión: ejemplos de criterios de aplicación.

Se propusieron esquemas de ensayo para los pozos críticos utilizando diferentes parámetros de monitoreo (velocidad de corrosión, hierro, inhibidor residual), para determinar la distribución y variación de concentración de la película protectora.

Análisis de situación de pozos productores

Se realizó una evaluación particularizada de la dosificación de pozos teniendo en cuenta las diferentes variables de incidencia sobre la efectividad del tratamiento, principalmente el caudal producido, la selección de inhibidor, frecuencia y concentración. A partir del análisis, y teniendo en cuenta los criterios previamente definidos, se diseñó un plan de acción particular para cada pozo (Tabla 1).

1.2.4. Estrategia de inspección Importancia de la inspección

Los pozos productores e inyectores representan los sistemas de impacto más elevado, considerando pérdida de producción e interrupción de la operación y costos de instalaciones e intervención ante una falla.

El adecuado funcionamiento de los componentes principales de la instalación de un pozo es vital para asegurar y optimizar la eficiencia operativa y reducir costos de producción, dependiendo de la condición de integridad de dichos componentes. Es de suma importancia, por lo tanto, asignar los recursos apropiados para evaluar el estado de varillas, accesorios, *tubing*, entre otros, y asegurar un adecuado comportamiento en servicio, aplicando diversas técnicas de inspección y verificación de defectos.

Componentes a inspeccionar

Se identificaron las alternativas de inspección para diferentes componentes de pozos en servicio. En función de la estadística de fallas por componente, la estrategia inicial de inspección se focalizó sobre los siguientes componentes:

- Varillas de bombeo y accesorios
- *Tubing*

Se definieron los siguientes aspectos inherentes a la estrategia de inspección de pozos:

Tipos de inspecciones

- En boca de pozo

Consiste en la inspección que debe realizarse en cada intervención con la finalidad de determinar la condición de los componentes extraídos, evaluando si los mismos son aptos para continuar en servicio (bajarlos nuevamente a la instalación) o deben ser reemplazados.

Esta inspección es de tipo visual principalmente.

- En taller

Consiste en la inspección y verificación de la presencia de defectos y clasificación de estos mediante diferentes técnicas de ensayos, sobre los componentes reemplazados provenientes de pozos intervenidos.

En función de los resultados de esta inspección se define si dichos materiales son aptos para su reutilización o deben descartarse (material de rezago).

Evaluación de resultados

La evaluación de los resultados de inspecciones tiene los siguientes objetivos principales:

- Determinar componentes a reemplazar, en base a criterios de aceptación de defectos definidos previamente.
- Identificar mecanismos de daño y causas de fallas.
- Evaluar efectividad de programas de mitigación mediante tratamiento químico en curso.
- Evaluar comportamiento de materiales.
- Los resultados de inspecciones deberán ser evaluados periódicamente, con una frecuencia trimestral como mínimo.

Frecuencia de las inspecciones

Considerando aspectos de producción/costos/riesgo, se adoptó la decisión de excluir de la estrategia de inspección inicial de pozos actividades de tipo preventivo y/o basadas en resultados de monitoreo o aplicación de modelos predictivos de corrosión. Las actividades de inspección se realizarán en intervenciones del pozo por producción o ante una falla, denominadas inspecciones de oportunidad.

La información obtenida de monitoreo y/o modelado de corrosión será utilizada y se evaluará en forma complementaria a los resultados de inspecciones.

Inspecciones

Alcance: fue definido el alcance como porcentaje de componentes que deben ser inspeccionados sobre el total de intervenciones, para cada tipo de componente.

Técnicas: se definieron las técnicas de inspección a utilizar en los diferentes tipos de intervención:

En boca de pozo:

Las varillas de bombeo y cuplas serán inspeccionadas utilizando los siguientes métodos:

- Inspección visual

Los *tubing* serán inspeccionados utilizando los siguientes métodos:

- Inspección visual

No vivimos
del agua.



SERVIUR

tratamiento de aguas y efluentes

Vivimos para
el agua.



info@serviur.com
www.serviur.com

Serviur S.A.
Amenábar 1247, Piso 1, C1426AJU Bs.As
Tel. Fax: 54 11 4786-3888 L.Rot.

En taller:

Las varillas de bombeo y cuplas serán inspeccionadas utilizando los siguientes métodos:

- Inspección visual y dimensional
- Inspección electromagnética
- Partículas magnetizables

Los *tubing* serán inspeccionados utilizando los siguientes métodos:

- Inspección visual y dimensional
- Inspección electromagnética

Criterios de aceptación:

Se definieron criterios de aceptación para los diferentes tipos de inspecciones, incluyendo criterios para reutilización de componentes extraídos en cada intervención.

1.3. Identificación de Amenazas y Análisis de Riesgo

1.3.1. Proceso general de Análisis de Riesgo

El proceso general de gestión y análisis de riesgo involucra una serie de actividades tendientes a identificar los sistemas y amenazas de mayor impacto en el nivel de riesgo de las instalaciones.

El análisis de riesgo tiene como objetivos principales:

Identificar en forma prematura amenazas significativas a la integridad de los sistemas de pozos, con la finalidad de implementar medidas adecuadas de reducción o control del riesgo.

Identificar aquellos sistemas o amenazas que requieren evaluaciones de mayor nivel de profundidad y detalle.

1.3.2. Metodología utilizada

La metodología desarrollada y empleada para el análisis de riesgo de pozos es una metodología de tipo semi-cuantitativa. El nivel de riesgo de los pozos se calcula a partir de la probabilidad de falla de sus componentes y el análisis de las consecuencias de una posible falla.

El análisis de riesgo se desarrolló en las siguientes etapas de evaluación:

a) Valorización de la probabilidad de falla:

- a.1) Evaluación de frecuencias de falla reales de cada pozo.
- a.2) Cálculo y determinación de factores de modificación de la frecuencia.
 - a.2.1) Tipo de sistema de extracción.
 - a.2.2) Corrosividad del fluido: tiene en cuenta factores que afectan los principales mecanismos de daño, principalmente corrosión carbónica y por H₂S (contenido y presión parcial de CO₂ y H₂S, % de agua, velocidades de corrosión monitoreadas, corte de agua, dosificación de inhibidor) y corrosión microbiológica (resultados de monitoreo, temperatura de operación, corte de agua, dosificación de biocida); variables de incidencia en mecanismos de fisuración (principalmente por H₂S) o corrosión-fatiga.

b) Cálculo y valorización de la consecuencia de falla.

- b.1) Para pozos productores, considerando la pérdida de producción diferida por intervención, función de la producción neta actual y el tiempo promedio requerido para dar por superada una intervención por falla en el pozo.

b.2) Para pozos inyectores, considerando la pérdida de producción por afectación en la producción asociada al paro de un pozo inyector.

c) Cálculo y evaluación del riesgo por pozo.

1.3.3. Análisis de resultados

Se realizó el cálculo de los factores de probabilidad y consecuencia para cada uno de los pozos pertenecientes a los sistemas evaluados. Se determinó la distribución de los factores en relación a los criterios de evaluación definidos para cada sistema.

Probabilidad

En la tabla 2 se indican los criterios definidos y utilizados para la evaluación de probabilidad de falla en uno de los casos de implementación.

Frecuencia de falla modificada (fallas/año)	Categoría de probabilidad
Mayor o igual a 1,5	Elevado
Mayor o igual a 0,6 y menor a 1,5	Medio
Menor a 0,6	Bajo

Tabla 2. Criterios y categorías de frecuencia (probabilidad).

Consecuencia

En la tabla 3 se indican los criterios definidos y utilizados para la evaluación de consecuencia de falla en uno de los casos de implementación. La misma se definió en función de la curva de normalización de las pérdidas de producción diferida (PPD) de los pozos del yacimiento: sobre el 70% de dicha curva se considera consecuencia elevada.

Pérdida de producción diferida (m ³)	Categoría de consecuencia
Mayor o igual a 70%	Elevado
Mayor o igual a 40% y menor a 70%	Medio
Menor a 40% PPDP	Bajo

Tabla 3. Criterios y categorías de consecuencia.

Riesgo

Se determinó el nivel de riesgo por pozo para la totalidad de pozos evaluados. Se identificaron los pozos con nivel de riesgo elevado, de acuerdo con los criterios definidos.

Plan de acciones basadas en riesgo

Las medidas para el control y mitigación de riesgos son acciones o actividades destinadas a mantener o reducir a niveles aceptables los niveles de probabilidad o consecuencia de falla, con foco en aquellos sistemas que dieron por resultado los mayores niveles de riesgo. Las medidas a adoptar en sistemas de pozos pueden clasificarse en diferentes grupos, conformando cada uno de ellos un plan de acciones propio:

- Monitoreo
- Análisis de fallas
- Mitigación de corrosión (principalmente tratamientos químicos)
- Inspección
- Otras medidas de mitigación (cambios de diseño, por ejemplo, incluyendo selección de materiales)
- Análisis (riesgo, aptitud para el servicio)

En base a la evaluación y los resultados del análisis de riesgo de pozos, se confeccionaron los planes de integridad, algunos de los cuales se encontraban en implementación a partir de las recomendaciones realizadas en el diagnóstico inicial del proyecto de implementación del SGI.

De acuerdo con los criterios de aceptación del análisis de riesgo, las acciones se priorizaron sobre los pozos con niveles de riesgo elevado y medio, programando acciones de tipo general (a la totalidad o grupos de pozos), o particular según los requerimientos.

Conclusiones

La implementación del modelo de Sistema de Gestión de Integridad (SGI) en pozos productores se ha desarrollado a partir de una planificación adecuada particularmente a la escala de las instalaciones y operaciones de cada compañía. Las actividades planificadas se han llevado a cabo cumpliendo las metas propuestas al inicio del proyecto.

Dentro de cada proyecto, la etapa de evaluación y diagnóstico inicial, permitió obtener un adecuado conocimiento preliminar de los sistemas y relevar el estado de situación:

- Identificación de sistemas de alta consecuencia.
- A partir del análisis estadístico de registros de intervenciones: determinación de frecuencia de falla (FWY) y relación a valores promedio de la industria, distribución de causas de fallas e identificación de causa principal (corrosión) y secundarias (manipuleo, rozamiento), identificación de componentes con tasas de fallas más significativas (varillas, *tubing*), pozos con elevadas tasas de fallas y/o fallas recurrentes.

De manera complementaria, se identificaron actividades y sistemas sobre los cuales orientar los recursos del proyecto:

- Consolidar adecuada identificación de mecanismos de daño, a través de dos actividades principales:
 - o Plan de monitoreo base, como primera acción.
 - o Análisis de fallas sobre sistemas críticos.
- Como actividades a desarrollar en posteriores etapas del proyecto, principalmente se indicaron:
 - o Avanzar en gestión basada en riesgo.
 - o Formalizar la estructura documentaria y otros requerimientos del SGI.

En una segunda etapa, con el propósito de generar estrategias para el control de corrosión en el corto plazo en los sistemas críticos (de acuerdo con el diagnóstico inicial), se desarrolló e implementó un sistema de gestión para control de corrosión, cuyas actividades clave fueron:

- Plan de monitoreo base, orientado a la identificación sistemática de mecanismos de daño, a través de:
 - o Cupones de pérdida de peso como técnica principal.
 - o Evaluación de mecanismos y corrosividad de pozos productores (CO₂, H₂S, bacterias).
- Revisión de estrategias y criterios utilizados en tratamientos químicos para control de corrosión, a través de:
 - o Formulación de criterios de selección de tratamientos, en relación con mecanismos de daño.

o Evaluación de efectividad de los tratamientos en base a monitoreo y ensayos, y su posterior optimización.

- Diseño de estrategias de inspección de componentes de pozos en servicio.

En la etapa final, se desarrolló el Sistema de Gestión de Integridad (SGI) completo, aplicando los conceptos de gestión de integridad basada en riesgo, a través de:

- Desarrollo y posterior aplicación de una metodología de análisis de riesgo semi-cuantitativa particular para sistemas de pozos.
- El análisis de riesgo abarcó la totalidad de sistemas de pozos, permitiendo determinar:
 - o Distribución de la probabilidad de falla.
 - o Ranking de probabilidad de falla; sistemas con elevada probabilidad.
 - o Mecanismos de daño de incidencia principal.
 - o Distribución de la consecuencia de falla.
 - o Ranking de consecuencia de falla; sistemas con elevada consecuencia.
 - o Distribución del riesgo.
 - o Sistemas de riesgo elevado y medio.

En base a la evaluación y los resultados del análisis de riesgo, se confeccionan los planes de integridad para la totalidad de los pozos, incluyendo las siguientes actividades principales:

- Monitoreo.
- Análisis de fallas.
- Mitigación de corrosión (principalmente tratamientos químicos).
- Inspección.
- Otras medidas de mitigación (por ejemplo, cambios de diseño, incluyendo selección de materiales).

De acuerdo con los criterios de aceptación del análisis de riesgo, las acciones se priorizaron sobre los pozos con niveles de riesgo elevado y medio, programando acciones de tipo general (a la totalidad o grupos de pozos), o particular según los requerimientos. ■

Bibliografía

API 6A, Especificación para componentes de cabeza de pozo y árbol de producción. API RP 11BR, Práctica recomendada para cuidado y manipuleo de varillas de bombeo. API RP 5C1, Práctica recomendada para cuidado y uso de *tubing* y *casing*.

API RP 580, Inspección basada en riesgo.

API RP 571, Mecanismos de daño que afectan a equipos estáticos en la industria de refinación. ASM Handbook, Volumen 13A, Corrosión: fundamentos, ensayos y protección.

ASM Handbook, Volumen 13C, Corrosión: industrias y ambientes. ASM Handbook, Volumen 11, Análisis de fallas y prevención.