

A lo largo de la vida del pozo, la configuración y estado de integridad de sus componentes, así como las condiciones operativas y composición de los fluidos, varía de manera permanente. Por ello, es necesario contar con un sistema de gestión de integridad que considere el diseño y construcción de pozo, la evaluación y mitigación de riesgos y la operación y mantenimiento, entre otros aspectos.

La pérdida de contención de un pozo puede darse durante la perforación, terminación, producción, reacondicionamiento, intervención o abandono. Es por ello que resulta vital contar con un Sistema de Gestión de Integridad de Pozos (WIMS por sus siglas en inglés), con la finalidad de evitar el flujo no intencional de fluidos desde el yacimiento hacia otra formación, el lecho marino o la superficie, para todo el ciclo de vida del activo.

### Definiciones y conceptos básicos

- Elemento de Barrera de Pozo (WBE – Well Barrier Element): Elemento físico que, solo o en combinación con otro elemento, forma una Envoltente de Barrera de Pozo para prevenir Influjos no controlados.
- Envoltente de Barrera de Pozo: Envoltente de uno o varios elementos de barrera para prevenir el flujo no intencional.
- Envoltente de Barrera de pozo Primaria: Primera envoltente de barrera de pozo expuesta al fluido de formación que previene influjos no controlados.



# Seguridad de procesos aplicado a pozos de gas y petróleo

Por **Sebastián Rivas Johnson, Naae Vazquez, Guillermo Ceballos**  
(Pan American Energy)

Este trabajo fue seleccionado en la 3ª Jornada de Seguridad de Procesos realizada en noviembre 2023 por el IAPG Comahue.

- Envoltente de Barrera de pozo Secundaria: Envoltente de barrera de pozo no expuesta al fluido de formación que previene influjos no controlados, en caso de que falle la envoltente de barrera primaria.
- Espacio Anular: Espacio contenido entre los tubulares del pozo y que puede contener fluido de perforación, salmuera o gas.
- MAASP (Maximum Allowable Annular Surface Pressure): límite máximo de presión anular medida en la cabeza del pozo, tal que si se supera puede causar la falla mecánica de alguno de los elementos de la envoltente o fracturar una formación.
- MAWOP (Maximum Allowable



## WIMS: Wells Integrity Management System

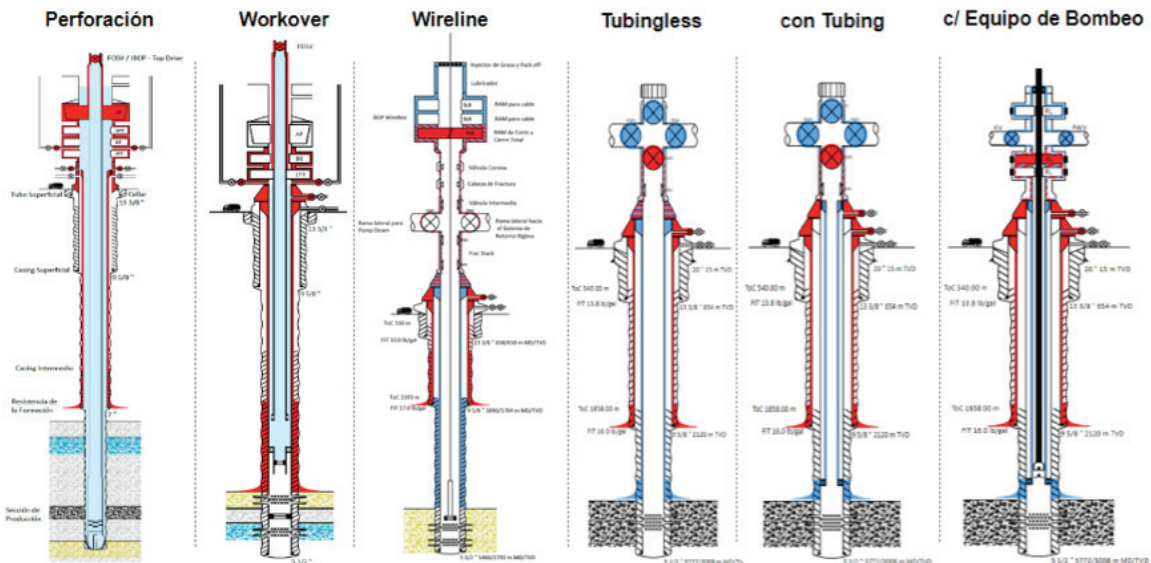
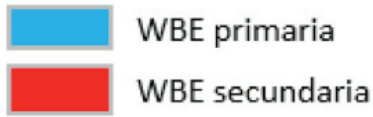


Figura 1. Evento de pérdida de contención.

## Envoltentes de Barrera



### WBE: Well Barrier Element

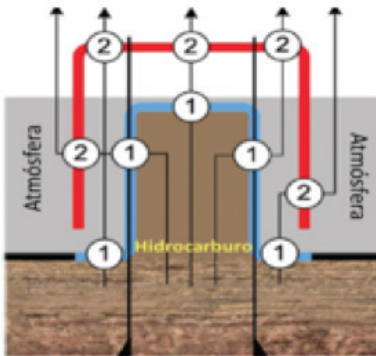


Figura 2. Envoltentes de Barrera.

Wellhead Operating Pressure): es el límite de presión operativa establecida con márgenes de seguridad, para un espacio anular en particular y medida en cabeza de pozo. Este valor siempre es menor a la MAASP.

La expectativa es siempre contar con al menos dos envoltentes de barrera probadas y en buenas condiciones de integridad.

## Elementos de un sistema de gestión de integridad de pozos

A lo largo de la vida del pozo, la configuración y estado de integridad de sus componentes, así como las condiciones operativas y composición de los fluidos, varía de manera permanente. Por su parte, los tipos de intervención van cambiando frente a distintas necesidades (bajada de tubing, reparación, estimulación, etc.) y deben ser realizadas por personal que a lo largo de los años de vida del pozo va rotando. Debido a ello, es necesario contar con un sistema de gestión de integridad robusto que considere los siguientes aspectos:

### • Diseño y construcción de pozo

- Asegurar que el diseño del pozo así como los equipos para la intervención del mismo sea adecuado para manejar las condiciones operativas y los riesgos específicos presentes y futuros.
- Contar con los estudios correspondientes para una selección adecuada de materiales y elementos de seguridad del pozo en sus distintas etapas del ciclo de vida.

### • Evaluación y mitigación de riesgos

- Identificar y evaluar los riesgos potenciales asociados con la perforación, operación e intervención de pozos mediante técnicas probadas (What If, Bow Tie, QRA, etc).
- Establecer políticas y procedimientos estandarizados para abordar los riesgos identificados.

### • Operación y mantenimiento

- Establecer un Sistema de Gestión de Presiones Anulares para identificación de degradación de barreras (más detalles en la sección 4).
- Categorizar los pozos en función de su riesgo (más detalles en la sección 5).
- Realizar engrase de válvulas del árbol de producción y pruebas de funcionalidad de manera periódica que aseguren su operabilidad cuando sea requerido.
- En pozos de potencial alto impacto o con riesgo de recibir Frac Hit (ver sección 7), realizar pruebas de presión periódicas a la máxima presión esperada.
- En pozos con altas tasas de corrosión, correr registros tipo caliper o definir estrategias de medición de velocidad de corrosión para toma de decisiones.

### • Gestión de cambios

- Siempre evaluar y documentar los cambios en el diseño, operación o mantenimiento del pozo y asegurar que los mismos sean validados mediante el correspondiente análisis de riesgo y comunicados a todos los sectores impactados.

### • Gestión de la información

- Contar con una base de datos oficial y robusta para registrar y almacenar datos relacionados con la integridad del pozo que nutran decisiones clave.

- Contar con un sistema adecuado de Well Handover para el adecuado traspaso de responsabilidades entre sectores (Drilling, Workover, Operaciones y Pulling).

### • Capacitación y formación

- Capacitar al personal en las mejores prácticas de seguridad, gestión de la integridad de los pozos y los correspondientes Procedimientos Operativos Standard de la compañía.
- Fomentar la cultura de seguridad de procesos en toda la organización, incluyendo contratistas.

### • Respuesta a emergencias

- Desarrollar planes de respuesta a emergencias para abordar posibles incidentes relacionados con la integridad del pozo y realizar los correspondientes simulacros que aseguren las competencias del personal.

### • Cumplimiento regulatorio

- Cumplir con las regulaciones y normativas aplicables en la industria del petróleo y el gas.

## Gestión de espacios anulares

Dentro de la gestión de integridad de pozos durante la fase de producción, la gestión de espacios anulares es una práctica relevante que tiene el objetivo de monitorear el estado de los elementos de barrera, identificar degradación de los mismos y así controlar riesgos de pérdida de contención desde el reservorio hacia otra formación o a la superficie (Figura 3).

Esta gestión se realiza mediante medición continua de presiones anulares (Figura 4) las cuales deben ser mantenidas por debajo de los límites operativos MAASP / MAWOP (Figura 5) cuyo cálculo se detalla en las normas BSI PD CEN ISO-TES 16530-2 y API-RP-90 .

Por su parte, deben identificarse los casos en que la presión anular es

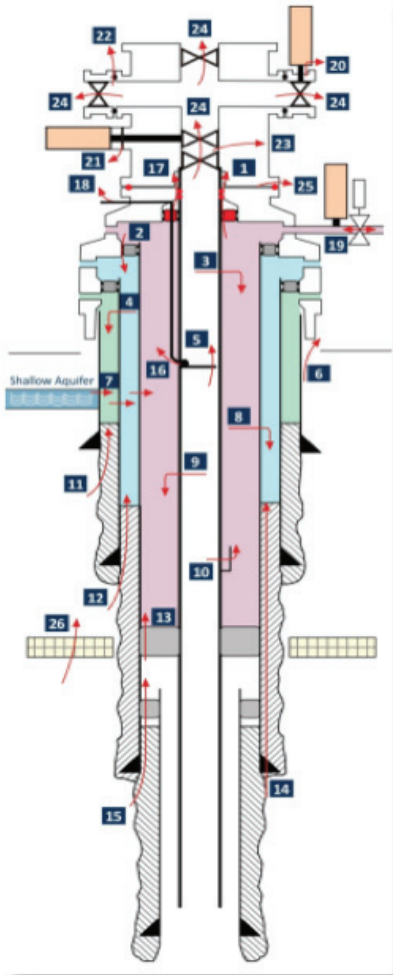


Figura 3. Posibles caminos de fuga. (Fuente: ISO-16530-2).

sostenida siendo aquella que se restituye a su valor original posterior a una purga de un determinado espacio anular, siendo indicación de una posible falla en uno o más elementos de barrera del pozo. Estos casos particulares requieren una atención especial por parte de Operaciones y el equipo de Integridad de Pozos y pueden derivar en la necesidad de una intervención para restituir la/las barreras afectadas.

### Modelo semicuantitativo de riesgo de pozo productor de gas y petróleo

A los fines de mantener los riesgos inherentes a la producción de hidrocarburos bajo control, primero es necesario identificarlos para luego gestionarlos. Para yacimientos con

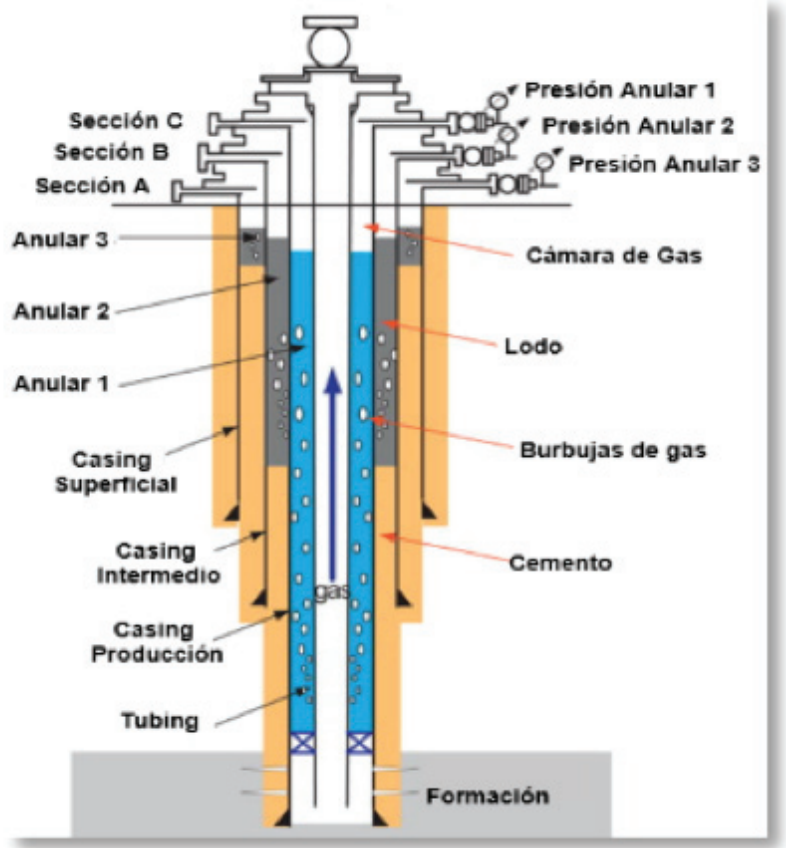


Figura 4. Esquema típico de pozo fluente con tubing y packer.

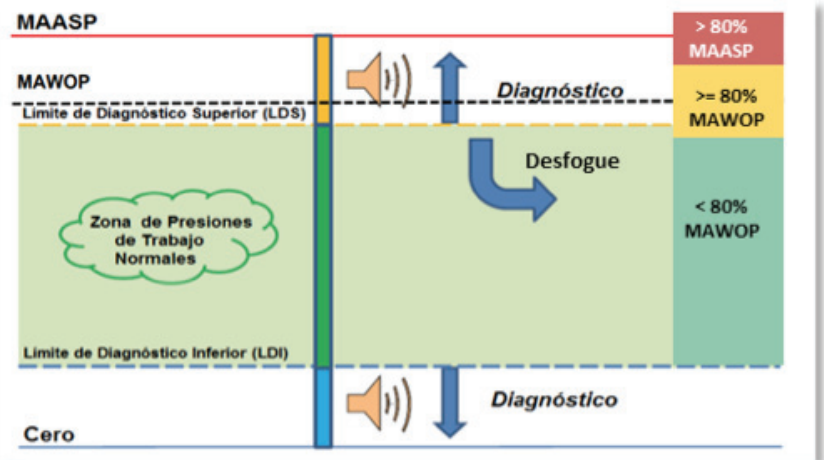


Figura 5. Límites operativos MAASP/MAWOP vs. presión anular.

gran cantidad de pozos, en algunos casos superando cientos o miles, la identificación de riesgos día a día puede ser desafiante para lo cual se propone el siguiente modelo semi-

cuantitativo el cual puede ser automatizado, permitiendo obtener un mapa de riesgo de manera diaria:

- Probabilidad de falla (PF) de una Envolvente de Barrera: se esti-



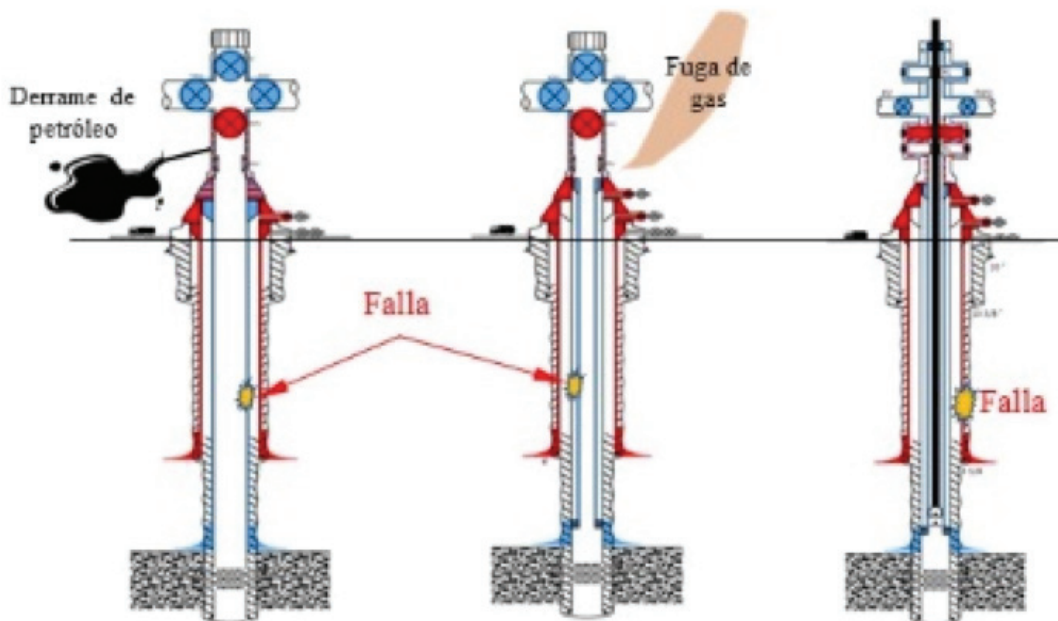
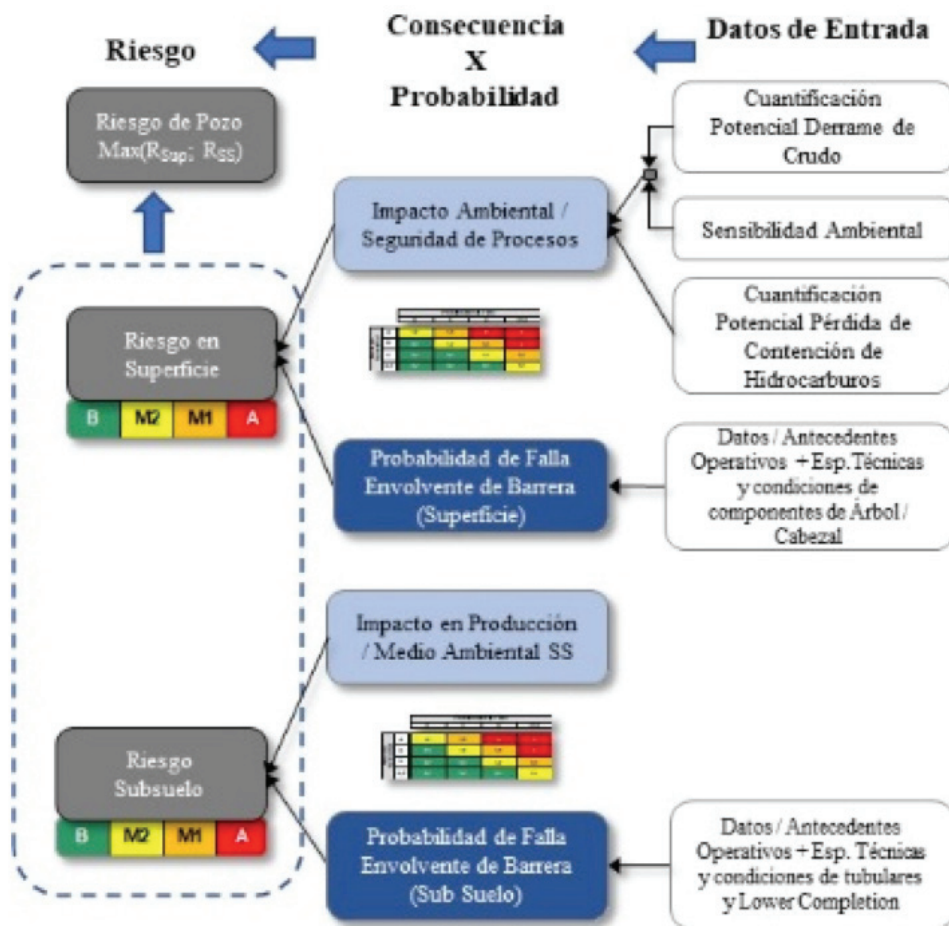





Figura 6.

Riesgo de pozo	Clasificación de pozo	Acción	Detalles		
Alto	Pozo crítico	<b>Emergencia</b> Necesidad de establecer un plan de acción inmediato para reducir el riesgo y/o para la operación del pozo.	Restitución de WBE y ante eventuales emergencias de control de pozos, contar con árboles de decisión aprobados por la gerencia y debidamente difundidos a la operación mediante capacitaciones y simulacros		
Medio 1 (significado)		<b>Acciones correctivas</b> Necesidad de establecer un plan de acción dentro de los siguientes 3 o 6 meses para reducir el riesgo.	Restitución de WBE, elementos de seguridad y/o sistemas de monitoreo: Reemplazo/repación de tubulares o válvulas, mantenimiento de sistemas de seguridad, actualización de pruebas de hermeticidad vencidas, instalación mantenimiento de telemetría clave, etc.		
Medio 2 (medio)		<b>Acciones preventivas</b> Necesidad de monitorear para asegurar controles o realizar mejoras factibles de implementar en relación con el costo y el beneficio que impliquen.	Inspecciones visuales periódicas de condiciones de bodega, árbol y cabeza de pozo 	Engrase preventivo de válvulas y pruebas de hermeticidad (árbol y cabezal) 	Gerenciamiento de presiones anulares según API-RP-90 
Bajo	Pozo no crítico	Acciones preventivas a criterio de la operación.			

ma en función de la condición de integridad de cada elemento de barrera (WBE) y que depende de antecedentes y condiciones operativas, caracterización de fluidos, especificaciones técnicas correspondientes y pruebas / inspecciones realizadas.

- Potencial Impacto a nivel de Superficie: se estima realizando un cálculo de fuga de gas o derrame de crudo al medio ambiente, basado en la presión de boca de pozo y a través de un orificio de tamaño estándar a ser definido por la operadora. Este impacto puede

cuantificarse como evento ambiental que varía según la sensibilidad ambiental (determinada por el equipo de Medio Ambiente) en donde esté localizado el pozo y/o de Seguridad de Procesos.

- Potencial Impacto a nivel de Subsuelo: se estima como el lucro cesante generado por cierre de producción ocasionada por falla elementos de subsuelo.
- Riesgo a nivel de Superficie: se estima en función del potencial impacto a nivel de superficie y la probabilidad de falla de los elementos de superficie.
- Riesgo a nivel de Subsuelo: se estima en función del potencial impacto a nivel de subsuelo y la probabilidad de falla de los elementos de subsuelo.
- Riesgo de Pozo: corresponde al valor de mayor riesgo entre superficie y subsuelo.

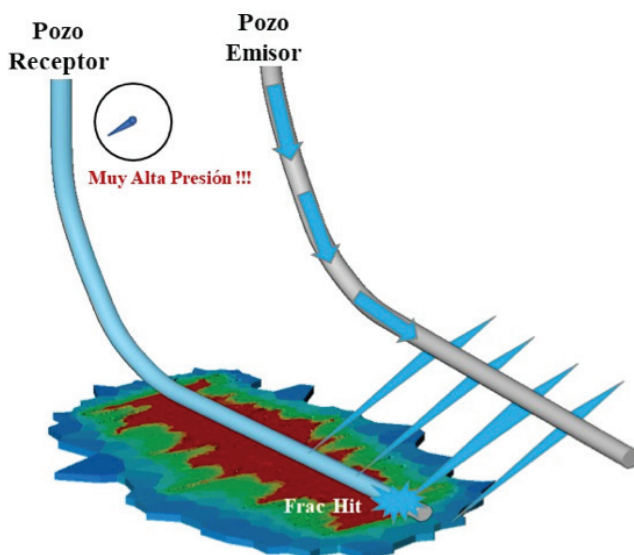
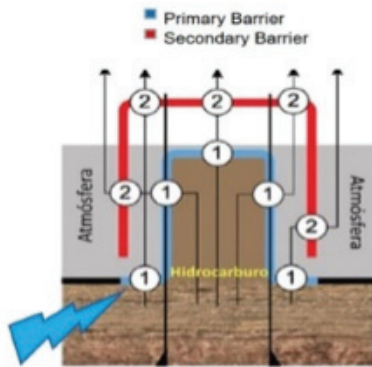


Figura 7. Frac Hit.

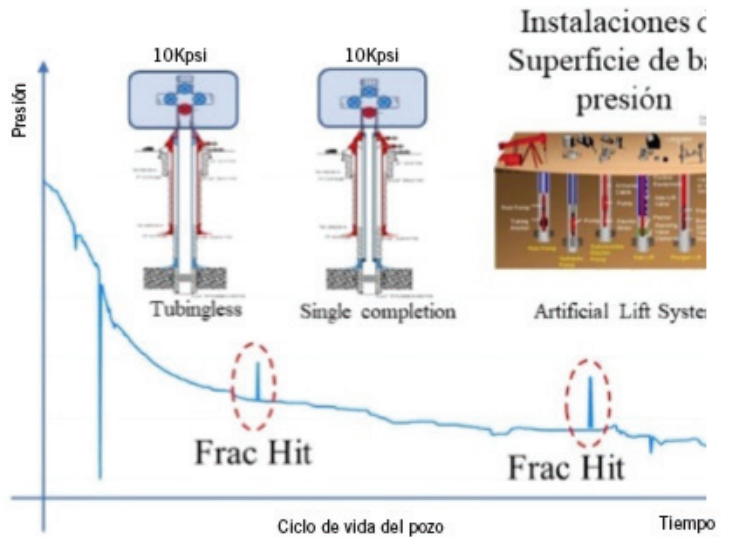
### Clasificación de pozos en función del riesgo

Basado en el cálculo de riesgo detallado en la sección anterior, se cla-

- Pérdida de integridad de envoltorios de barrera.
- Daño de componentes en superficie y/o subsuelo.
- Blowout de pozo (superficie y/o subsuelo).



Frac Hit



Los riesgos de Frac Hit deben ser considerados a lo largo de todo el ciclo de vida de pozos receptores.

Figura 8. Potenciales consecuencias de un Frac Hit.

sifican los pozos entre Críticos y No Críticos con el objetivo de enfocar esfuerzos y los normalmente limitados recursos, de manera óptima. En la siguiente tabla se detallan las acciones sugeridas según el nivel de riesgo.

### Frac Hit: Un Nuevo Peligro a Considerar en Desarrollos No Convencionales

El *Fracking* es el proceso de inyectar agua y arena a altas presiones dentro de los reservorios de Gas y Pe-

tróleo con el objetivo de abrir fisuras existentes y así maximizar la producción de hidrocarburos.

Dichas fracturas pueden en ciertos casos comunicar los pozos fracturados (pozos emisores) con pozos

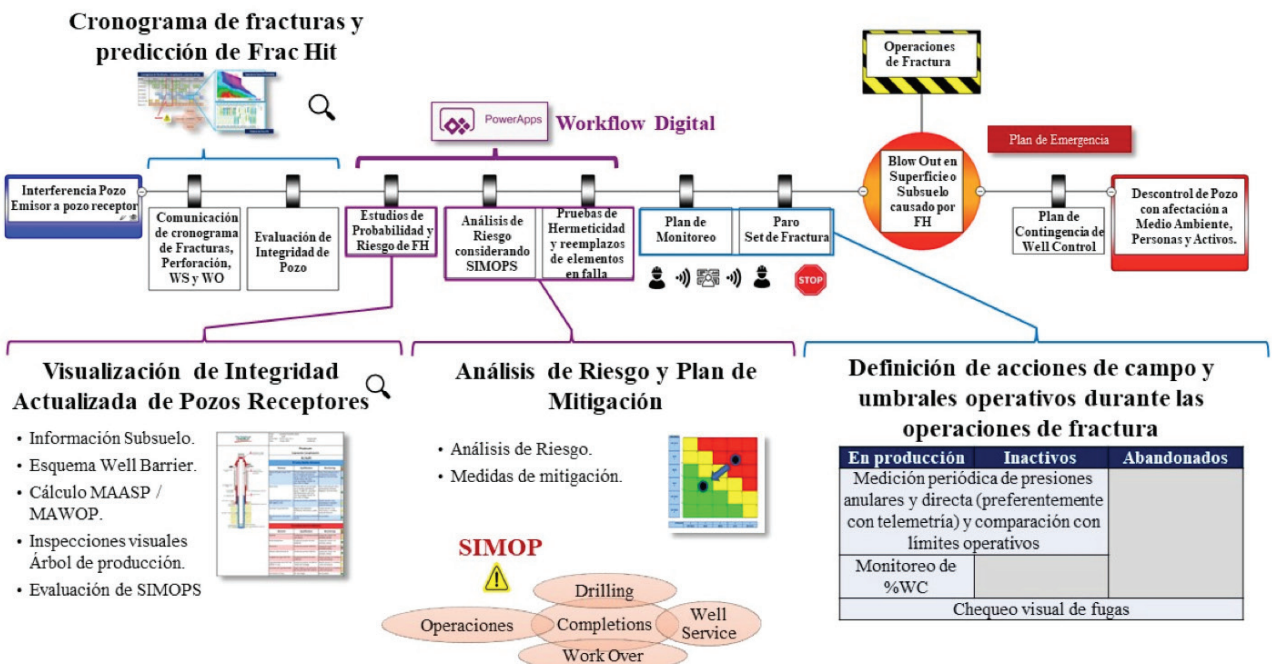
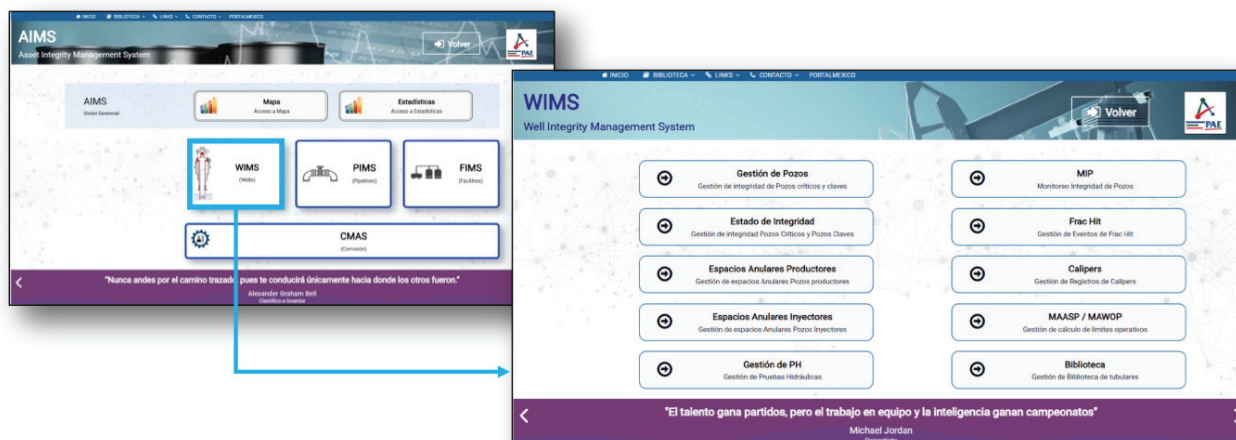


Figura 9. Proceso de gerenciamiento de riesgo por Frac Hit.



en producción, intervención, perforación y/o abandonados (pozos receptores). Debido a que estas interferencias pueden alcanzar presiones de hasta 12.000 psi (en desarrollos no convencionales de Argentina), se requiere una gestión activa de riesgos y sus correspondientes medidas de mitigación tal como se indica en la figura 9.

### Gestión digital de integridad de pozos

Uno de los elementos más destacables en la implementación de un Sistema de Gestión de Integridad de Pozos, son el uso de las herramientas digitales que facilitan la gestión permitiendo optimizar recursos disponibles y contar con alertas acordes a los riesgos identificados para la toma de acciones en la operación diaria.

En línea con la transformación digital, Pan American Energy ha creado In-House el WIMS Collaborative Workplace la cual es una herramienta digital conformada por módulos que permiten lo siguiente:

- Gestionar la presión de espacios anulares mediante monitoreo por telemetría y emitiendo alarmas seteadas en función de los límites operativos MAASP / MAWOP.
- Calcular y actualizar de manera dinámica los límites operativos MAASP y MAWOP.
- Categorizar los pozos según sus

niveles de criticidad para optimizar recursos de campo asociados a monitoreo, inspecciones y pruebas y dar prioridad a aquellos con capacidad de generar un alto impacto en las personas, medio ambiente y reputación del activo.

- Llevar el registro, control y cumplimiento de mantenimientos / pruebas de los elementos de barreras correspondientes a los Árboles y Cabezales de producción así como registros de integridad de tubulares (Caliper).
- Llevar un registro y seguimiento del estado de integridad de las envolventes de barrera del pozo, tanto de manera general como por cada elemento que compone las envolventes de barrera primaria y secundaria.
- Controlar la implementación del Proceso de Gerenciamiento de Riesgo por Frac Hit.
- Determinar de manera diaria el nivel de riesgo de cada pozo en función del estado de integridad, desvíos y las distintas amenazas identificadas en las envolventes de barrera del pozo.

Este tipo de herramientas son un pilar fundamental en la actualidad y son de gran ayuda en la toma de decisiones ya que permiten que tengamos respuestas más ágiles y precisas al utilizar la información más reciente y con mayor relevancia del activo.

### Normativa de referencia

Si desea profundizar sobre los temas puntualizados en este breve artículo, puede consultar la normativa de referencia:

- API-RP 90 (Annular Casing Pressure Management).
- BS EN ISO 16530-1.
- BSI PD CEN ISO-TES 16530-2.
- NORSOK Std D-010, Well integrity in drilling and well operations.
- API TR 5C3 Calculating Performance Properties of Pipe Used as Casing or Tubing.
- NACE TPC Publication 5.
- NACE MR0175.
- API-581(Risk Based Inspection).
- API – 754 (Process Safety Performance Indicators).

### Agradecimientos

Los autores agradecen a los equipos de Wells Integrity, Tecnología Operacional, Operaciones y Drilling & Workover de Pan American Energy, quienes hacen posible la implementación y mejora continua del WIMS. Especial mención a nuestro referente Oscar Alvarez quien impulsa cada una de las ideas propuestas, propiciando un entorno de trabajo colaborativo, innovación constante y excelencia dentro de la compañía.