



# Gestión de Seguridad de Proceso aplicado a No Convencional

Por *Héctor Morán*, *Luis Stinco* y *Silvia Barredo*



8. Integridad mecánica
9. Permisos de trabajo
10. Gestión de cambio
11. Investigación de incidentes
12. Planificación de respuestas a emergencias
13. Auditorías
14. Secretos comerciales

La distribución de los pilares de gestión de seguridad de proceso se divide en cuatro grupos: implementación del sistema, reducción de incidentes operativos, gestión de incidentes y control del sistema. Los pilares permiten implementar, mantener y controlar las operaciones de manera segura en la industria petrolera que maneja químicos altamente peligrosos (Figura 1). Dentro del ámbito de explotación no convencional, esta buena práctica de ingeniería posibilita mantener el giro del negocio mitigando los riesgos operacionales presentes en la perforación, el reacondicionamiento y las actividades de fracturamiento en las rocas tipo pelitas.



Figura 1. Pilares Gestión Seguridad del Proceso.  
Fuente: Penafiel (2021).

## Introducción

La Gestión de Seguridad de Proceso es una herramienta de ingeniería valiosa para la prevención de riesgos con la finalidad de evitar accidentes mayores. Dentro de la explotación de recursos no convencionales, el riesgo de incendios o contaminaciones a fuentes de aguas dulce es alto, por lo tanto, desarrollar un procedimiento para explotación de rocas tipo pelitas es esencial para mantener la integridad de la infraestructura y del personal que trabaja en esta industrial.

Conforme Normativa OSHA (Administración Seguridad y Salud Ocupacional de Estados Unidos) existen 14 puntos de Gestión de Seguridad de Proceso a seguir para controlar el riesgo de forma eficiente:

1. Participación de empleados
2. Información de seguridad de proceso
3. Análisis de riesgos
4. Procedimientos operativos
5. Capacitación
6. Gestión de contratistas
7. Revisión previo arranque

## Desarrollo

### Descripción de elementos de Seguridad de Proceso

Dentro del desarrollo No Convencional es esencial determinar qué elementos aplican para este proceso de extracción de rocas tipo pelitas, por lo tanto, los puntos relevantes son los siguientes:

### Participación de empleados

Los empleados son claves para mantener un sistema de seguridad del proceso una de las claves es mantener y socializar un registro de las Hoja de Seguridad de Químicos usados en la explotación de pelitas, para ello los químicos usados para el fracturamiento hidráulico deben mantener su hoja de seguridad (MSDS) y ser socializados con los trabajadores y contratistas involucrados en la explotación.

Dependiendo de la geología, la fórmula para fracturación no es estándar, por lo tanto, el fluido que se inyecta a presión consiste en 98% de agua y arena sumando a



Figura 2. Composición de químico usado para fractura hidráulica.  
Fuente: Frac Focus (2023).

2% de aditivos químicos (Frac Focus, 2023). Estos valores pueden variar dependiendo de la geología de subsuelo y otros aspectos geográficos. En la figura 2 se detalla la composición estándar de químico usado para fractura hidráulica.

Composición	Fluido composición (%)
Gelificante	.5%
Ácido	.07%
Inhibidor de corrosión	.05%
Reductor de fricción	.05%
Control de arcilla	.034%
Crosslinker	.032%
Inhibidor de escala	.023%
Braker	.02%
Control de hierro	.004%
Biocida	.001%

Tabla 1. Composición de químico usado.  
Fuente: Frac Focus (2023).

En la tabla 1 se presentan los componentes (2%) usados en el fracturamiento hidráulico.

La Hoja de Seguridad de Químicos es una herramienta esencial para la seguridad del proceso en la explotación de recursos no convencionales, debido a que permite conocer los químicos peligrosos a los que están expuestos los trabajadores, adicional permite tomar medidas preventivas en todas las fases de perforación y producción de hidrocarburos para precautelar la salud del personal y mitigar el impacto ambiental.

Los aditivos peligrosos usados son los siguientes:

- Ácido: ayuda a disolver minerales y generar la ruptura en la roca generadora de hidrocarburos.
- Biocida: ayuda a eliminar bacterias que causan la corrosión, el subproducto se devuelve.
- Brakers e inhibidor de escalas: tienen sustancias peligrosas como persulfato de amonio y presencia de sodio que evitan generar obstrucciones en las tuberías, sin embargo, presentan un impacto ambiental importante.

Además, este documento permite tener directrices válidas y rápidas en situaciones de emergencias desde

varias aristas: salud ocupacional, prevención de incendios, prevención de riesgos. Para ello, debe integrar aspectos de seguridad industrial y ambiente que proporcionen una guía rápida y confiable a los empleadores y trabajadores. Conforme normativa INEN2266 debe tener información relevante para la gestión de seguridad del proceso (Instituto Ecuatoriano de Normalización, 2013).

Como parte de Gestión de Seguridad del Proceso mantener registros de seguridad de químicos permite que los trabajadores y el empleador comprendan los riesgos a los que están expuestos, el empleador puede tomar medidas preventivas para limitar la exposición a químicos peligrosos, lo que ayuda a desarrollar las operaciones de forma segura manteniendo el giro específico del negocio bajo estándares de seguridad y medio ambiente.

Existen varios controles para limitar la exposición de los trabajadores a químicos peligrosos: de ingeniería, administrativos o uso de equipos de protección personal, cuya finalidad es que los empleados presentes en las operaciones de explotación no convencional estén lo menos expuestos a químicos que pueden afectar gravemente su salud. Esto incide en la eficiencia de las operaciones hidrocarburíferas de manera indirecta, ya que reduce el ausentismo laboral.

Es importante conocer la inflamabilidad de los productos, debido a que las explotaciones de no convencionales conlleva varias fases (perforación, producción y tratamiento en superficie), lo cual obliga a trabajar con variables de proceso —como presión, temperaturas, flujos y volúmenes importantes de fluido—, que generan un riesgo de incendio o explosiones.

Entonces, conocer y comprender los productos que presentan riesgos de incendios permite tomar medidas mitigantes, como procedimientos operativos, técnicas de control de pozos, capacitaciones e instrumentación

#### Modelo Hoja de Seguridad

1. Identificación material
  - Formula química
  - Proveedor
2. identificación peligros
  - Peligros: llama, exposición, tóxico
3. Composición e información
  - Sustancia
  - Límite de exposición ocupacional
4. Primeros auxilios
  - Inhalación
  - Contacto con la piel
  - Contacto con los ojos
  - Ingestión
5. Medida lucha contraincendios
  - Inflamabilidad
  - Autoignición
  - Límites de inflamabilidad
  - Medidas de extinción

6. Medidas en caso de derrame
Procedimientos de emergencia
Equipo de protección personal
Precauciones medioambientales
Métodos y materiales
7. Manejo y almacenamiento
Precauciones
Condiciones
Incompatibilidades
8. Control de exposición
9. Propiedades físicas y químicas
10. Estabilidad
11. Información toxicológica
12. Gestión de residuos
Descripción desechos
Procedimientos de manejo y métodos de eliminación
13. Información transporte
14. Información reglamentación

Tabla 2. Hoja de Seguridad para manejo de químicos peligrosos.  
Fuente: Instituto Ecuatoriano de Normalización (2013).

de seguridad, con el propósito de precautelar la integridad de las instalaciones (una inversión importante dentro de la fase de explotación y desarrollo).

En la tabla 2 se presenta una guía de los puntos que debe tener una Hoja de Seguridad de Químicos altamente peligrosos.

### Análisis de riesgos

El análisis de riesgo es una herramienta valiosa que permite evaluar el riesgo de forma sistemática tomando como referencia diferentes tipos de impactos ambiental,

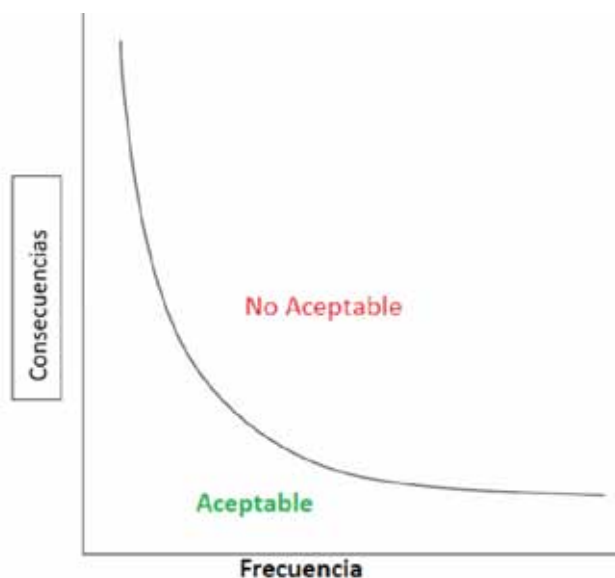


Figura 3. Criterios de aceptación del análisis de riesgos.  
Fuente: Crowl & Louvar (2019).

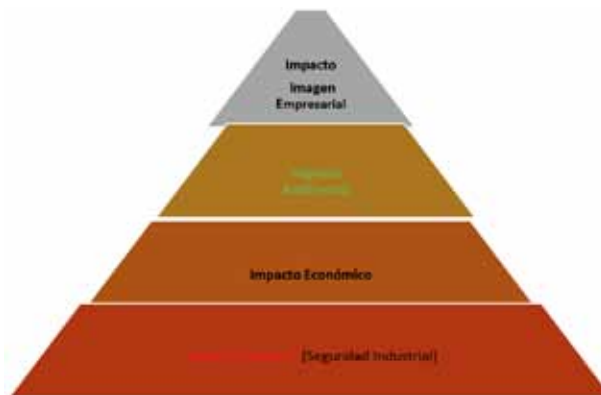


Figura 4. Tipos de impacto en la evaluación de riesgos.

seguridad, económico y social, con la finalidad de gestionar el riesgo de manera eficaz en las fases operativas de la industria de petróleo y gas.

La figura 3 es el resultado de un análisis de riesgos donde se observa la frecuencia y la consecuencia de un posible incidente operativo. En base a ello se define el nivel del riesgo en el rango de aceptabilidad del riesgo, este análisis permite tomar decisiones de mejoras de riesgos con el objetivo de mantener la integridad del giro del negocio, mediante gestiones de ingeniería, administrativos o en la fuente, precautelando la salud de los trabajadores y la integridad mecánica de los equipos.

El riesgo se puede abordar desde diferentes tipos de impacto (Figura 4), en la industrial de petróleo y gas usualmente se evalúa el riesgo e impacto en parámetros económicos, ambientales, imagen empresarial y fatalidad. La arista más importante es la fatalidad desde el ámbito de seguridad industrial, debido a que el análisis de riesgos busca evitar accidentes de las personas que trabajan en las instalaciones petroleras. Por eso la industria del sector upstream maneja variables de procesos de alta severidad, temperatura, presiones, flujos, que, en caso de ocurrir una deficiencia mecánica, puede afectar seriamente la vida del personal operativo involucrado en el negocio.

La actividad de generar fracturas hidráulicas para producir petróleo consiste en inyectar un fluido a alta presión con adición de químicos, con el fin de provocar una ruptura de roca, crear canales de permeabilidad y mejorar la producción de hidrocarburos en superficie, sin embargo, esta actividad presenta varios peligros con consecuencias importantes desde el ámbito de seguridad industrial, económico ambiental que puede afectar gravemente la imagen empresarial. Es de suma importancia que la empresa que se encargue de explotar este tipo de recursos realice actividades de mitigación de riesgo sumado a mantener un plan de emergencia actualizado para minimizar los impactos de las actividades del fracturamiento hidráulico (Tabla 3).

### Procedimientos operativos

Los procedimientos son una herramienta significativa para dar directrices claras, concisas y seguras que tie-



No	Peligrosos	Consecuencias	Probabilidad	Tipo de impacto
1	Fuga de gas	Lesiones trabajadoras	Alta	Fatalidad
2	Derrame de producto	Contaminación de fuentes agua dulce	Alta	Ambiental
3	Conato de incendios	Daño a la integridad mecánica	Alta	Económico
4	Rotura de tubería en fondo	Contaminación de acuíferos subsuelos	Alta	Ambiental
5	Fuga o escape de químico peligroso	Lesiones trabajadoras	Medio	Fatalidad
6	Sobre presiones	Ruptura tuberías y accesorios	Alta	Fatalidad
7	Caída de objetos	Lesiones trabajadoras	Baja	Fatalidad

Tabla 3. Peligros y consecuencias en la actividad de fracturamiento hidráulico.

ne carácter de cumplimiento legal, lo que permite a los trabajadores definir de manera práctica sus funciones. Además, busca evitar emergencias mayores mediante la aplicación correcta de procedimientos.

Dentro de la explotación de no convencionales tener procedimientos genera mayor confianza al desarrollar un “play” tipo *shale*, en la cuenca Oriente se tiene un conocimiento del manejo de campos maduros; sin embargo, explotar la roca madre genera un desafío operacional, debido a que no hay una curva de aprendizaje de este tipo de procesos en esta cuenca.

En la explotación de no convencionales hay varios pasos a seguir. Una vez evaluado el play no convencional se debe realizar una perforación hasta la zona de interés, lo cual conlleva un plan de perforación de varias líneas de servicios:

- Plan de curva de densidad de lodo perforación.
- Plan de brocas por sección.
- Plan de perfil direccional del pozo.

Los planes representan un procedimiento operativo muy útil para dar directrices al personal involucrado en la perforación; sin embargo, dentro de ellos se deben incluir cuestiones de seguridad del proceso, con el fin de evitar emergencias mayores durante la construcción del

pozo. En la tabla 4 se observan los pasos para desarrollar procedimientos de acuerdo con las necesidades en la gestión de un activo de hidrocarburos.

Una vez que se definen los requerimientos operativos y de mantenimiento en la explotación no convencional, existen varios procedimientos indispensable para precautelar la integridad mecánica de las instalaciones y las condiciones de seguridad de proceso del área por explotar, a saber:

1. Planes de perforación de pozos con perfil horizontal.
2. Procedimientos operativos para control de pozos.
3. Procedimientos para bajar herramientas para fracturamiento hidráulica.
4. Procedimiento para realizar pruebas de producción de la zona tipo *shale*.
5. Manual para operar equipos de facilidades de superficie.

El riesgo inherente de una operación típica de fracturamiento está ligado al hecho de que una mezcla abrasiva de arena, agua y/o gel de propano se bombea en el fondo del pozo a una tasa muy alta durante un período prolongado. Los fluidos y la alta velocidad de bombeo se combinan para crear una mezcla que provoca una variedad de problemas de erosión que, en última instancia,

#### Pasos para crear procedimientos

Pasos	Guía
1	Identificar los responsables por personas, definir las autoridades legales.
2	Asegurarse reunión con responsables.
3	Desarrollar una categoría de procesos, operaciones, materiales, pruebas y trabajos requeridos, definir información requerida por equipos.
4	Preparar una lista de manuales de operación típicos y procedimientos operativos, generar una lista de procesos, operaciones, material, activos y equipos de trabajo.
5	Definir publicación, revisar y actualizar requerimientos.
6	Definir una estructura por cada categoría.
7	Identificar requerimientos manuales y procedimientos operativos.
8	Plan de desarrollo de manuales y procedimientos.
9	Desarrollar procedimientos y manuales operativos.
10	Identificar comunicación requerida, capacitación y asegurar competencias.
11	Revisión y aprobación.
12	Implementar capacitación y garantías de competencias.
13	Publicación de procedimientos y manuales operación.
14	Comunicar cambios.

Tabla 4. Guía para realizar procedimientos en área de upstream del no convencional.

Fuente: Institute Energy (2014).



Figura 5. Imagen fuga de fluido en actividades de fracturamiento hidráulico. Fuente: Hartenergy (2023).

pueden comprometer la integridad mecánica de las barreras de control de pozos, generalmente en la superficie. Además, podrían seguir fugas, válvulas de fractura comprometidas y erosión en la línea de bombeo (Figura 5), que eventualmente puede conducir a la liberación in-

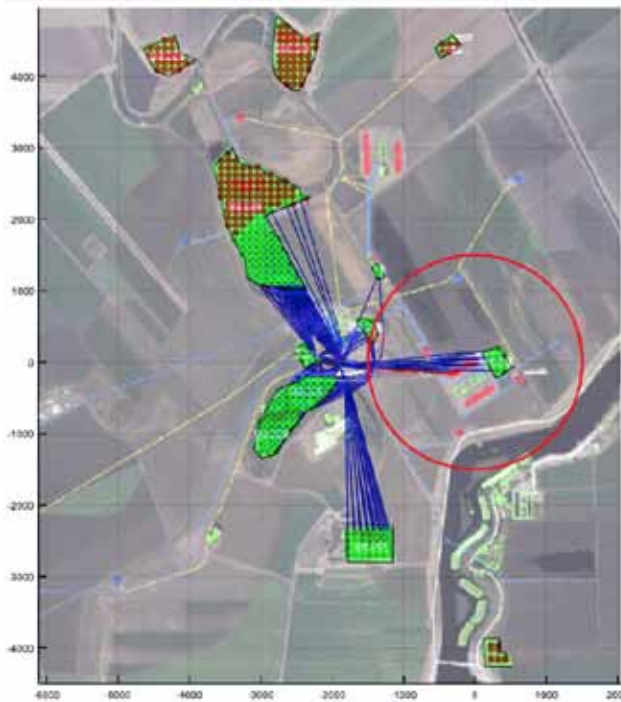


Figura 6. Imagen de referencia de posibles pozos a perforar y su rango de maniobra para evitar colisiones en cuencas de Estados Unidos. Fuente: Hartenergy (2023).

controlada de hidrocarburos en la superficie durante la fractura (Hartenergy, 2023).

En caso de que ocurra un descontrol del pozo en las actividades de perforación o fracturamiento hidráulico, se deben llevar a cabo los siguientes pasos:

1. el personal operativo responde al evento y realiza una evaluación del sitio,
2. cualquier equipo comprometido se retira de la superficie,
3. se realiza el taponado del pozo, y
4. la fase final es recuperar el pozo y devolverlo al modo de producción o a un estado de abandono.

Mantener planes y procedimientos operativos es una manera sabia de gestionar el riesgo en la explotación de recursos no convencionales, un ejemplo es la aplicación de procedimientos operativos de las reglas anticollisión (Figura 6) que buscan evitar que los pozos que se perforen colisionen con pozos que se encuentran en producción. Para ello cada empresa de servicios mantiene un manual de acuerdo al perfil del pozo a perforar; sin embargo, no ha sido explotado en la cuenca Oriente a causa de un posible play *shale*.

### Capacitación

La actualización y el entrenamiento del personal es la piedra angular para mantener la fuerza laboral motivada sumado a conocimientos de acorde a nuevos estándares nacionales e internacionales. Esto ayuda a que las operaciones se realicen de manera eficiente y segura.

En la industria a nivel mundial, los ahorros de tiempo se traducen en ganancias económicas, pero ello va de la mano de actividades de carácter técnico que tiene como resultado una operación de acorde a prácticas de ingeniería aceptadas a nivel mundial.

Mantener las prácticas y estándares API (Instituto Americano del Petróleo), ASME (Asociación Americana de ingenieros mecánicos), ANSI (Instituto Americano de Estándares), NFPA (Normativas de Protección Contra incendios), OSHA (Administración Seguridad y Salud Ocupacional de Estados Unidos), IAPG (Instituto Argentino del Petróleo) ayuda a cumplir el giro del negocio. Un ejemplo de ello son las tuberías usadas en subsuelo que deben cumplir estándares API, con el fin de soportar elevadas presiones y flujos de trabajo, además se deben cumplir con parámetros OSHA, específicamente norma-

#### Aplicación normativas industria no convencional

Nº	Temáticas	Horas capacitación	Normativas/ buenas prácticas
1	Control de pozos	a definir operadora	API
2	Fracturas hidráulicas	a definir operadora	ASME
3	Agentes sostén	a definir operadora	API
4	Estimulación de pozos	a definir operadora	API
5	Operaciones no convencionales	a definir operadora	IAPG
6	Seguridad industrial	a definir operadora	OSHA
7	Control de incendios	a definir operadora	NFPA

Tabla 5. Normativas aplicadas en la explotación no convencional.

Monitoreo cumplimiento gestión conocimiento		
Ítem	Descripción	Cumple
1	Existe procedimientos para fortalecer la operación y el mantenimiento	
2	Registros de capacitación y uso de procedimientos	
3	Documentación de capacitación de forma electrónica	
4	Procedimiento para actualización periódica de la información	
5	Políticas de confidencialidad de la información	
6	Documentación mínima requerida	
	1. Diseño del proceso y condiciones básicas para producción de roca tipo pelita	
	2. Diagramas del proceso de fractura hidráulica y de ensamblajes de subsuelo para producción	
	3. Registros de inspección, mantenimiento y modificación de equipos	
	4. Especificaciones de equipos	
	5. Registros de capacitación y competencia de personal	
	6. Investigaciones incidentes operativos	
	7. Registros de salud ocupacional	
7	Documentación legal requerida	
	1. Procedimientos operacionales	
	2. Autorizaciones ambientales	
	3. Legislación relevante: ejemplo, Reglamento Operaciones de Hidrocarburos	
	4. Planificación de compras	
	5. Estándares y prácticas de ingeniería	
	6. Peligros de materiales en operación y Hoja de Seguridad de Productos	
8	Documentación, registros y gestión de información para entender cumplimiento de normativas legales vigentes.	
9	Verificación de cumplimiento y tendencia de indicadores revisados en el nivel gerencial.	

Tabla 6. Propuesta de gestión del conocimiento en la industria del no convencional.

Fuente: Institute Energy (2014) modificado de H. Morán.

tiva OSHA 1910 de Gestión de Seguridad de Proceso.

Una condición operativa crítica es la perforación direccional, debido a que controlar el pozo tiene relación con el expertise del personal que realiza la operación sumada a la integridad de equipos, como cabezal del pozo, y en cuanto al control de pozos, la curva de densidad en la primera barrera de control para mantener la integridad de las operaciones del pozo.

Un plan de capacitación para el personal operativo debe estar enfocado en conocer el reservorio, las actividades de control de pozos, además, del proceso de fractura hidráulica. Estos temas consolidan la gestión del conocimiento por parte de la empresa operadora del campo y va a optimizar el tiempo en las operaciones de producción de hidrocarburos no convencionales.

En la tabla 5 se presenta un plan de temáticas a implementar por la empresa operadora con el fin de que el personal que trabaje en las instalaciones mantenga un conocimiento acorde a la demanda de las actividades que se realizarán.

Un plan de entrenamiento y capacitación es una herramienta de suma importancia para afianzar las capacidades técnicas y blandas de los trabajadores de una empresa de petróleo y gas, esta actividad también influye de forma positiva en la aptitud del trabajador en las actividades que desarrolla dentro de la empresa. La industria del no convencional es de alto riesgo, lo cual incide en el área psicosocial de la fuerza laboral, por eso

la capacitación continua gestiona el riesgo psicosocial, debido a que el entrenamiento mejora las relaciones interpersonales en las compañías.

La gestión del conocimiento debe ser auditada, actualizada y debe llevar indicadores de cumplimiento de gestión conforme la carga laboral, en la industria de hidrocarburos. Si bien es una gestión que se realiza poco, resulta una herramienta valiosa para mejorar y gestionar el conocimiento y reducir la curva de aprendizaje dentro de la empresa.

Una *check list* puede ser una herramienta simple para verificar el cumplimiento de la gestión del aprendizaje y conocimiento dentro de la empresa o, incluso, un indicador gerencial para conocer la madurez del desarrollo técnico de la empresa (tabla 6).

### Gestión de contratistas

La gestión de contratistas debe ser enfocada en mantener la seguridad y la salud de los colaboradores de las

Nº	Indicador
1	Número de accidentes por hora de trabajo
2	Índice de gravedad de accidentes
3	Número de incidentes operativos
4	Clasificación de incidentes conforme clasificación API

Tabla 7. Indicadores propuestos para gestión de contratistas.

Seguridad industrial				Ambiente			
Horas/hombre	Índice de frecuencia	Índice de gravedad	Número de accidentes laborales	Gestión de residuos no peligrosos		Gestión de residuos peligrosos	
				Generados (ton)	Gestionados (ton)	Generados (ton)	Gestionados (ton)

Tabla 8. Gestiones de seguridad y ambiente para contratistas.  
Fuente: Empresa Pública Petroecuador (2018).

empresas que apoyan la operación de un activo en todas las fases desde exploración y producción. Debido a la complejidad de las operaciones, en perforación de pozos no convencionales hay varias empresas que intervienen desde la operación del taladro hasta las líneas específicas de negocio, como fluidos, brocas y servicios de perforación direccional. Asegurar que estas empresas cumplan con los lineamientos de seguridad industrial y un buen plan de manejo ambiental disminuye considerablemente el riesgo de la operación en la industria del no convencional.

Dentro de la gestión de contratistas existen indicadores que son prácticas para llevar un seguimiento mensual, además, existen indicadores que permiten ver de forma eficaz el cumplimiento de estándares de seguridad, salud y ambiente (Tabla 7). Estos indicadores son consecuencia de temas operativos manejados por la contratista.

Una gestión ordenada de contratista durante el proceso de explotación de recursos no convencionales ayuda a mantener el giro del negocio y mejorar la imagen empresarial, debido a que se proyecta ante la sociedad un orden y un cumplimiento de normativas que protegen la comunidad. La gestión de contratistas es una práctica recomendada por la OSHA (1910), que mantiene la seguridad industrial del negocio, el propósito de esta directriz es guiar a las contratistas para que cumplan parámetros seguridad, salud y ambiente.

En la parte ambiental, el manejo de residuos peligrosos debe ser acorde a las normativas legales vigentes con la finalidad de proteger fuentes de agua dulce, la flora y la fauna. Cumplir con estos parámetros por parte de la contratista no solo mejora la imagen empresarial, sino que evita demandas por parte de las comunidades a la empresa operadoras encargadas de desarrollar los cam-

pos de petróleo y gas. En la tabla 8 se observan ciertas directrices que pueden cumplir las contratistas y partes interesadas con el objetivo de llevar un registro del manejo de gestión de seguridad y ambiente.

**Revisión previo arranque**

El proceso de explotación no convencional tiene varias fases críticas, una es la perforación en la que intervienen variables de procesos importantes para mantener la seguridad de las operaciones, como la densidad del lodo, la primera barrera de control para prevenir un descontrol. Sin embargo, es importante realizar una revisión de los circuitos previo inicio del proceso de perforación,

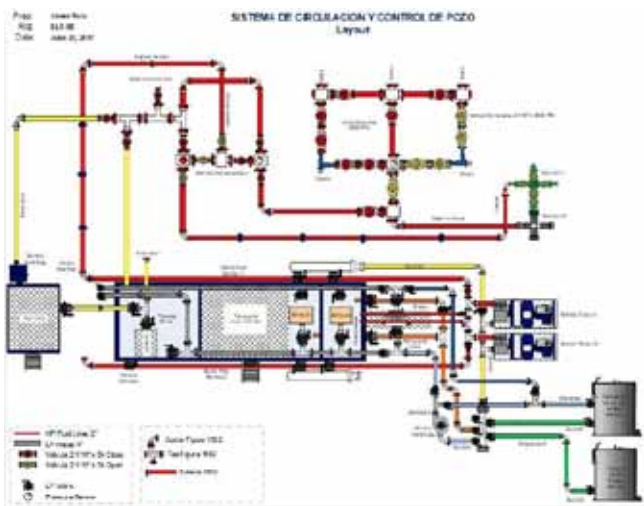


Figura 7. Imagen del circuito de circulación de fluido de control de pozo.  
Fuente: DynaDrill C.A. (2023).



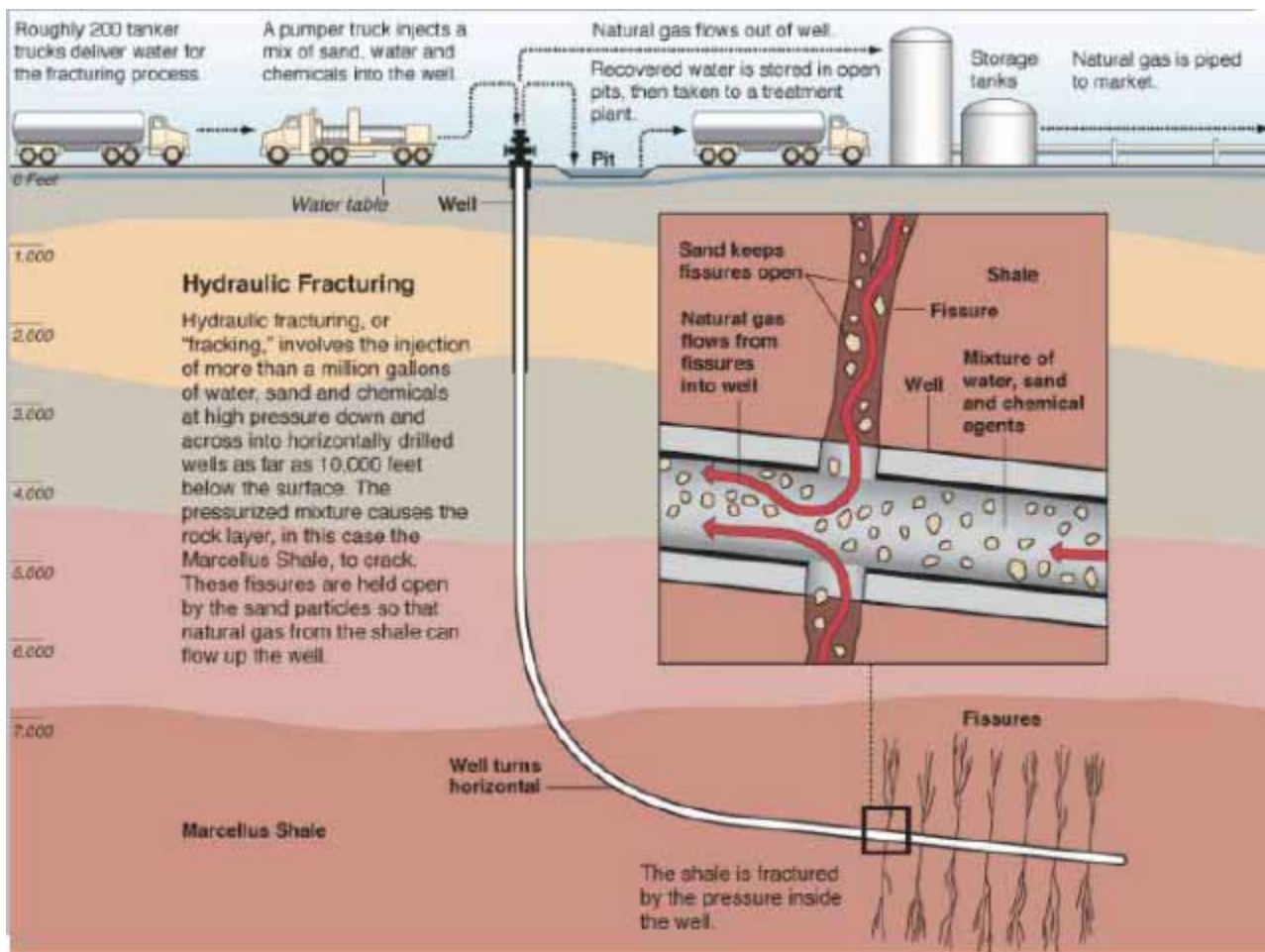


Figura 8. Imagen de referencia del proceso de fracturamiento hidráulico. Fuente: Vox (2023).

para ello las normativas de seguridad de proceso indican que se deben realizar inspecciones de áreas críticas, como conexiones de los BOP y pruebas de los mismos, revisión del circuito de circulación de fluido de control y revisión de las partes mecánicas del taladro de perforación.

En la figura 7 se observa un circuito del fluido de control que abarca tubería e instrumentación, previo al arranque de la perforación es necesario realizar pruebas funcionales de BOP a diferentes presiones y realizar calibración de válvulas de control automático, con la finalidad de asegurar el proceso de control del pozo que se va a perforar. Si tomamos como referencia un pozo horizontal, lo más probable es encontrar un pozo con desafíos de perfil direccional en la parte de construcción y sostenibilidad de la seguridad del proceso de perforación.

Posterior al proceso de perforación es indispensable realizar un fractura hidráulica, con el fin de mejorar la permeabilidad de la roca tipo *shale*. Esto conlleva riesgos, debido a que se manejan altas presiones y químicos muy peligrosos que afectan la integridad del personal y de las instalaciones. Conforme normativas OSHA, CCPS (Centro Químico de Seguridad de Proceso) e Inergy (Instituto de Energía del Reino Unido) es necesario realizar una revisión previa al inicio de fracturación hidráulica que

asegure la hermeticidad del proceso de fracturación y se analicen las profundidades y los objetivos a fracturar, lo que conlleva de forma indirecta a mitigar el impacto ambiental de las operaciones hidrocarburíferas.

En la figura 8 se observa el proceso de explotar un recurso no convencional mediante fractura hidráulica, la revisión previo arranque se enfoca en revisión de los puntos críticos del proceso, por ejemplo:

- Líneas de bombeo de fluidos.
- Integridad tanques almacenamiento.
- Sistemas de venteos de gas.
- Revisión de profundidad de fracturamiento con respectivas correlaciones de registros eléctricos.
- Revisión de profundidad de acuíferos del subsuelo.

### Integridad mecánica

Conforme normativa OSHA 1910. Indica lo siguiente: 1910.119(j)(5)

**Deficiencias de equipos.** El empleador deberá corregir las deficiencias en el equipo que esté fuera de los límites aceptables (definidos por la información de seguridad del proceso en el párrafo "d" de esta sección) antes de su uso posterior o de manera segura y oportuna

Sistema / Componente	Descripción prueba	Criterio de aceptación	Frecuencia
<b>Prueba de sistemas de acumuladores dedicados</b>			
Acumuladores de emergencia para shear rams	Drawdown test. Con el sistema de carga aislado, descargar el volúmen del sistema de emergencias con el modo que más consume.	Presión del acumulador mayor que la MOP ( <i>Minimum Operating Pressure</i> ) para asegurar el pozo	No debe exceder de los 180 días
<b>Prueba de sistemas de control</b>			
BOP rams, annulars, choke and kill valves (excluidos shear rams)	Función probada desde una estación control designada • Las estaciones de control se alternarán entre pruebas.	La verificación de la operación prevista puede realizarse mediante la recuperación de la presión del sistema, la lectura del medidor de flujo u otros medios aplicables. Los tiempos de respuesta deben cumplir con el Punto 5.3.6.2 del estándar API 53. El recuento de volumen del medidor de flujo (cuando esté disponible) debe estar dentro de los criterios del propietario del equipo.	de los 7 días
Casing shear rams, BSRs, and blindrams	Función probada desde una estación de control designada • Las estaciones de control se alternarán entre pruebas.	La verificación de la operación prevista puede realizarse mediante la recuperación de la presión del sistema, la lectura del medidor de flujo u otros medios aplicables. Response times to meet 5.3.6.2. El recuento de volumen del medidor de flujo (cuando esté disponible) debe estar dentro de los criterios del propietario del equipo.	No debe exceder los 21 días
Circuito de alta presión del casing shear ram y circuito de cierre de BSRs	Función probada desde una estación de control designada Las estaciones de control se alternarán entre pruebas.	La verificación de la operación prevista puede realizarse mediante la recuperación de la presión del sistema, la lectura del medidor de flujo u otros medios aplicables. Response times to meet 5.3.6.2. El recuento de volumen del medidor de flujo (cuando esté disponible) debe estar dentro de los criterios del propietario del equipo.	No debe exceder los 90 días
Sistema acumulador principal bombas HPU (Unidad de bombeo hidráulica)	Drawdown probado según 5.3.14 del Estándar API 53. Capacidad de salida acumulada de los sistemas de bombeo a cronometrar, cargando el acumulador principal después de la prueba de drawdown del sistema para la RWP-máxima.	Verificación de que la presión final del acumulador es mayor que la MOP especificada en el dimensionamiento del acumulador del sistema.  Verificación de que el sistema RWP se logra en 15 minutos.	No debe exceder los 180 días

• Las pruebas no se realizarán durante las operaciones.

Tabla 9. **Pruebas operativas del sistema de BOP.**

Fuente: Instituto Argentino del Petróleo (2020).

cuando se tomen las medidas necesarias para garantizar una operación segura (Occupational Safety and Health Administration, 2023).

Dentro de la integridad mecánica incluye inspecciones y pruebas de equipos críticos del proceso, dentro de la explotación no convencional es esencial que el proceso de perforación de pozos horizontales se lo realice de manera segura, por lo tanto, mantener registro de inspecciones del taladro y BOP, asegura que estos equipos mantengan su integridad operativa y mecánica.

El BOP es el elemento final para prevenir un reven-tón, actualmente existen normativas, como API STD 53; y procedimientos emitidos por IAPG, como documentos referenciales para registrar las inspecciones de los equipos críticos.

En la tabla 9 se pueden visualizar las diferentes pruebas operativas que se deben realizar previa operación del sistema BOP, sumado a los criterios de aceptación y las frecuencias de las mismas. Los criterios de aceptación están enmarcados a recomendaciones de la norma API 53 y cumplen el programa de pruebas de BOP, se estima que el equipo responda de manera eficiente a posibles incidentes operativos que pueden presentarse durante la perforación.

En la tabla 10 se observa el sistema de permisos y de provisión de energía del BOP, es vital asegurar el accio-namiento del BOP, en caso de una surgencia en el pozo.

En la tabla 11 se verifican los rangos de presión para aceptación en psig, con la finalidad de determinar si los accesorios, válvulas y líneas soportarán las presiones

Sistema/Componente	Descripción prueba	Criterio de aceptación de la prueba	Frecuencia
<b>Prueba de sistemas de control primario</b>			
Prueba de batería UPS	Prueba de funcionamiento del sistema UPS de dos horas (con el suministro eléctrico principal del UPS aislado) con el sistema de control BOP alimentado en modo de perforación de rutina.	Verificación del sistema de batería del UPS mediante la operación de una sola función del stack de BOP después de dos horas.	No debe exceder de 12 meses
Control del depósito de fluido (si corresponde)	Control de la operación de mezcla del depósito de fluido y las alarmas de nivel.	Verificación de que se recibe correctamente la alarma visual y/o audible del nivel de cada tanque. Verificación de la funcionalidad del sistema de mezcla automática.	No debe exceder de 12 meses
Circuito hidráulico del stack de BOPs	Verificación de la integridad de los circuitos hidráulicos del stack de BOP con reguladores ajustados a la presión máxima del circuito La duración de la prueba será según los requisitos del propietario del equipo.	Verificación visual de fugas.	No debe exceder de 12 meses
Bombas de HPU (Unidad de bombeo hidráulica)	Los sistemas de bomba HPU arrancan y se detienen a las presiones seteadas en base al RWP del sistema (máxima presión de diseño).	Verificación de que el sistema de bomba primaria se inicia automáticamente antes de que la presión del sistema haya disminuido al 90% del RWP del sistema y se detiene automáticamente en el RWP del sistema. Verificación de que el sistema de bomba secundaria se inicia automáticamente antes de que la presión del sistema haya disminuido al 85% del RWP del sistema y se detiene automáticamente entre el 95% y el 100% del RWP del sistema.	No debe exceder de 12 meses

- Las pruebas no se realizarán durante las operaciones.

Tabla 10. Programación de las pruebas de funcionamiento del stack de BOPs. Fuente: Instituto Argentino del Petróleo (2020).

para accionamiento del sistema de cerrado del BOP, con la finalidad de mantener la confiabilidad del pozo en caso de una urgencia.

En la tabla 12 se verifica el soporte de presión de las cámaras del BOP y se determinan las frecuencias de pruebas. La norma IAPG recomienda realizarlo anualmente un tiempo mayor a cinco minutos.

### Investigación de incidentes

La investigación de incidentes es una cultura de seguridad esencial en la industria, debido a que permite mantener registros actualizados de incidentes operativos suscitados durante las etapas de explotación de hidrocarburos. además permite tomar correctivos para evitar accidentes mayores en la fase de perforación y producción.

La investigación de incidentes es un proceso sistemático que permite evaluar la causa raíz de eventos potenciales que tienen o tuvieron alta probabilidad de interrumpir el giro del negocio, por lo tanto es relevante hacer una investigación de forma multidisciplinaria con la finalidad de realizar una correcta gestión de riesgos mitigando riesgos presentes con acciones correctivas para precautelar la continuidad del negocio.

Conforme la normativa de API RP 754 de gestión de proceso, se puede dividir los indicadores según los nive-

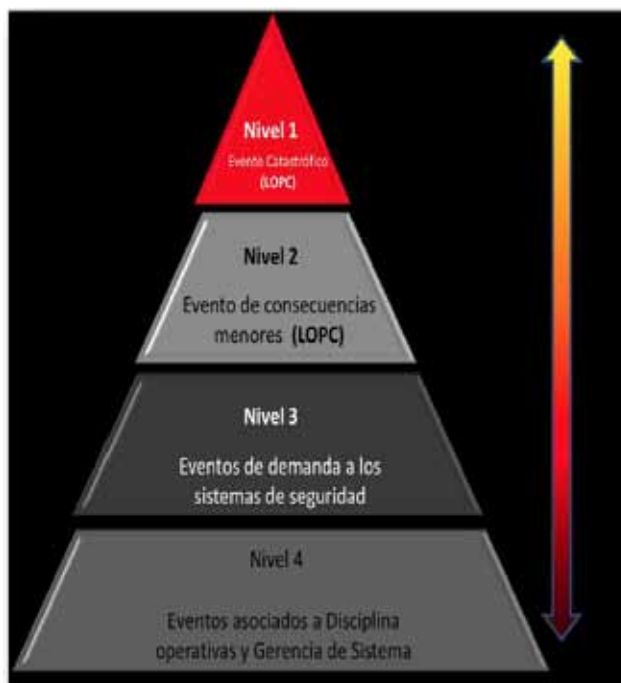


Figura 9. Clasificación de incidentes conforme normativa API. Fuente: Medina (2023).

Componente a ser probado bajo presión	Prueba de presión. Baja presión* Psig (Mpa)	Prueba de Presión -Alta presión-*	Frecuencia
Preventor anular **	250-350 (1.72-2.41)	MASP (máxima presión de superficie anticipada) para la sección del pozo o 70% de RWP de la BOP anular (máxima presión interna de diseño), el que sea menor.	No debe exceder de los 21 días.
Válvulas laterales de salida del BOP por encima de los preventores pipe rams (lado del pozo)	250-350 (1.72- 2.41)	MASP para la sección del pozo o 70% de la RWP de la BOP anular, el que sea menor.	No debe exceder de los 21 días.
Válvulas laterales de salida del BOP por encima de los preventores pipe rams (no-lado del pozo)	250-350 (1.72- 2.41)	MASP para la sección del pozo.	No debe exceder de los 21 días.
Preventores pipe rams de diámetro fijo y variable **	250-350 (1.72- 2.41)	MASP para la sección del pozo.	No debe exceder de los 21 días.
Choke, Kill Line y válvulas laterales de BOP por debajo de los preventores pipe rams (ambos lados)	250-350 (1.72-2.41)	MASP para la sección del pozo.	No debe exceder de los 21 días.
Choke manifold aguas arriba de los chokes ***	250-350 (1.72-2.41)	MASP para la sección del pozo.	No debe exceder de los 21 días.
Choke manifold aguas abajo de los chokes ***	250-350 (1.72- 2.41)	RWP de la(s) válvula(s), línea(s) o MASP para la sección del pozo, el que sea menor.	No debe exceder de los 21 días.
Kelly, kelly valves, drill pipe safety valves, IBOPs (parte interior BOP)	250-350 (1.72-2.41)	MASP para la sección del pozo.	No debe exceder de los 21 días.
Blind and BSR preventers	250-350 (1.72- 2.41)	Presión de prueba del casing.	En los puntos

\*Los períodos de evaluación de la prueba de presión serán como mínimo de cinco minutos de duración. No deben existir fugas visibles. La presión debe permanecer estable durante el período de evaluación. La presión no disminuirá por debajo de la presión de prueba prevista.

\*\* Los anulares y los VBR (rams variables) se someterán a prueba de presión en la tubería de perforación de diámetro exterior más pequeña que se espera utilizar en los próximos 21 días.

\*\*\* No se requiere que los chokes sean dispositivos de sellado completo. No se requieren pruebas de presión contra un estrangulador cerrado.

Tabla 11. Pruebas de presión operativa stack BOPs.

les de gravedad conforme la siguiente valoración:

- Nivel 1: evento catastrófico o consecuencias mayores.
- Nivel 2: evento de consecuencias menores de seguridad de proceso.
- Nivel 3: evento de demanda a los sistemas de seguridad.
- Nivel 4: eventos asociados a violaciones de la disciplina operativas y gerencia de sistemas.

La interrelación piramidal entre los cuatro niveles descritos puede apreciarse en la figura 9, a medida que se

sube en la pirámide, la característica del indicador es de medición de resultados; y, a medida que se desciende, de indicadores de actuación o inductores (Medina, 2023).

## Aplicación del Plan Gestión de Seguridad de Proceso

La aplicación de gestión de seguridad de proceso en la explotación de la cuenca Oriente en posibles reservorios

Componente a ser probado bajo presión	Prueba de presión Baja presión psig (MPa)	Prueba de presión-Alta presión*	Frecuencia
Cámaras para operación de apertura y cierre del preventor anular.	No requerido	RWP (máxima presión de diseño) según lo especificado por el fabricante del equipo.	Cada 12 meses
Cámaras para operación de apertura y cierre del choke de BOP y kill valve.	No requerido	RWP (máxima presión de diseño) según lo especificado por el fabricante del equipo.	Cada 12 meses
Cámaras para operación de apertura y cierre de los preventores de ram.	No requerido	RWP (máxima presión de diseño) según lo especificado por el fabricante del equipo.	Cada 12 meses
Cámaras para operación de apertura y cierre del ram de corte de casing.	No requerido	RWP (máxima presión de diseño) según lo especificado por el fabricante del equipo.	Cada 12 meses

\*Los períodos de evaluación de la prueba de presión serán como mínimo de cinco minutos de duración. No deben existir fugas visibles.

La presión debe permanecer estable durante el período de evaluación. La presión no disminuirá por debajo de la presión de prueba prevista.

\* Si el BOP está en funcionamiento, la prueba se llevará a cabo durante el próximo mantenimiento principal planificado de la BOP.

Tabla 12. Prueba de presión de cámaras del Stack BOP.

Fuente: Instituto Argentino del Petróleo (2020).



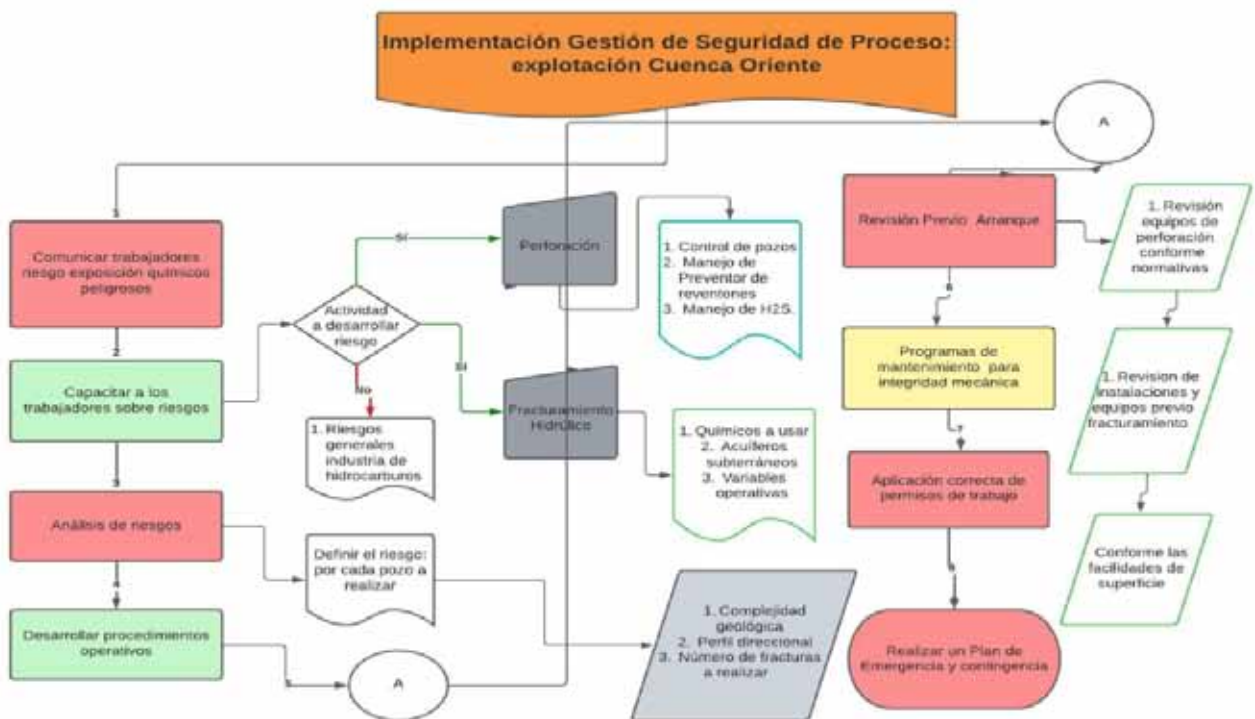


Figura 10. Implementación de un sistema de gestión de seguridad de proceso en la industria no convencional.

**Riesgos en las actividades del no convencional**

Evaluación - actividades	Perforación horizontal	Fracturamiento hidráulico	Producción No Convencional
1. Escenario de riesgo	1.1. Descontrol del pozo.	1.2. Contaminación de acuíferos. 1.2.1. Contaminación de fuentes de agua dulce.	1.3. Problemas integridad mecánica superficiales del pozo. 1.4. Trabajos de reacondicionamiento.
2. Consecuencia	2.1. Incendio.	2.2. Impacto Ambiental.	2.3. Impacto Ambiental. 2.4. Incendio.
3. Sistema protección	3.1. Sistema de Preventón de reventones (BOP).	3.2. Cementación de acorde a procedimientos. 3.3. Gestión de Residuos Peligrosos.	3.3. Evaluación de presiones de fondo y cabezal. 3.4. Sistema de Preventón de reventones (BOP).
4. Indicadores	4.1. Presión hidrostática.	4.2. Registro eléctrico Caliper. 4.2.1. Monitoreo aguas arriba y aguas.	4.3. Rata de producción diaria de fluido abajo fuentes de agua dulce. 4.4. Control de presiones hidrostática en trabajos de reacondicionamiento.
5. Actuadores	5.1 Sistema de acumulación nitrógeno.	NA	5.2. Sistema Neumático. 5.3. Sistema de acumulación nitrógeno.
6. Medidas preventivas	6.1. Control de densidad fluido de perforación.	6.2. Análisis de riesgo previo realizar fracturas hidráulicas. 6.2.1. Correr registros eléctricos para evaluar cementación.	6.3. Trabajos de reacondicionamiento de pozos conforme mantenimiento preventivo.
7. Pasos a seguir	7.1. Aumentar densidad de lodo. 7.1.1. Recircular pozo. 7.1.2. Cerrar BOP. 7.1.3. Aplicar métodos controlar el pozo. 7.1.4. Accionar pipe RAM.	7.2. Detener operaciones de fracturamiento. 7.2.1. Evaluar integridad del pozo. 7.2.2. Realizar trabajos de Squeeze. 7.3. Mantener sistema de almacenamiento para tratamiento de aguas de formación.	7.4. Evaluar integridad mecánico del pozo. 7.5. Sacar completación. 7.6. Realizar trabajos de mantenimiento correctivo. 7.7. Realizar pruebas de presión.

Tabla 13. Riesgos en la explotación no convencional.

no convencionales representa un reto en todos los niveles técnicos desde la ingeniería hasta asuntos geológicos, como sedimentología y estudios de cuencas; sin embargo, su explotación representa un riesgo alto en temas operativos especialmente en actividades que demandan variables de procesos severas, como temperaturas, presiones y flujos, lo que conlleva que las empresas interesadas en explotar las pelitas tengan que realizar un plan con la finalidad de mantener el giro del negocio precautelando la integridad del personal y las instalaciones.

En la figura 10 se observan los pasos que se deben seguir previo a la explotación de un reservorio no convencional. La implementación de este sistema permite que se realice de manera eficiente el desarrollo del activo. Al mitigar el impacto ambiental presente en la operación también se busca mantener la integridad mecánica de los equipos, todo esto da como resultado una mejora en la reputación empresarial de las compañías que se dedican al negocio no convencional.

Aplicar de manera correcta un sistema de seguridad de proceso afecta directamente en la reducción de incidentes y accidentes en la industria de hidrocarburos, lo que también representa mejoras en el manejo económico empresarial.

En la tabla 13 se exponen los riesgos presentes específicamente en la explotación no convencional a desarrollarse en la cuenca Oriente. No obstante, se puede usar esta matriz de riesgos en cualquier campo petrolero o locación que se piense desarrollar el no convencional, adicional se presenta los riesgos de forma particular en el tipo de operación que se desarrollará. Las acciones que evidencian mayores riesgos son perforación, estimulación y producción de hidrocarburos no convencionales. También se observa los sistemas de protección y medidas a seguir con la finalidad de realizar acciones de mitigación y contingencia en caso de ocurrencia de un evento que resulte en impacto a las operaciones del no convencional.

## Conclusiones

El desarrollo del no convencional en la cuenca Oriente representa un desafío técnico, tecnológico, económico y de seguridad; no obstante, la aplicación de sistema de seguridad de proceso en la explotación no convencional de la cuenca ayuda a reducir el riesgo en los ámbitos de seguridad industrial y ambiente, de manera que el sector se desarrolle bajo normativas y estándares aceptados en el nivel mundial. Además, permite asegurar la inversión, lo cual genera mayor confiabilidad en las empresas que realicen la inversión, debido a que van a precautelar la integridad del personal y las instalaciones usadas para la explotación de los play tipo *shale*.

La implementación y la aplicación de un sistema de gestión de seguridad de proceso mejora la reputación empresarial, ya que este sistema busca prevenir impactos en seguridad salud y ambiente de los trabajadores y de las áreas de influencia donde se desarrolla la actividad de manera integral. Esto situación impacta positivamente en las relaciones comunitarias y la imagen empresarial,

porque gracias a las buenas prácticas de ingeniería en las operaciones de explotación no convencional se logra reducir significativamente el impacto operacional. Por lo tanto, se puede afirmar que es factible realizar las operaciones del no convencional de manera amigable con el medio ambiente.

## Bibliografía

- Crowl, D. & Louvar, J. (2019). *Chemical Process Safety*. Pearson.
- DynaDrill C. A. (Mayo de 2023). *Likedin.com*. <https://www.linkedin.com/in/santiago-moran-04774b776/recent-activity/reactions/>
- Empresa Pública Petroecuador. (2018). *Procedimiento gestión contratistas*. Quito: EPP.
- Frac Focus. (29 de Marzo de 2023). *Frac Focus Chemical Disclosure Registry*. Retrieved from [www.fracfocus.org](http://www.fracfocus.org)
- Hartenergy (Mayo de 2023). Retrieved from <https://www.hartenergy.com/>
- Institute Energy (2014). *Guidance on meeting expectations of El Proceso safety management framework*. Energy Institute.
- Instituto Argentino del Petróleo (2020). *Sistemas de Control de Surgencia en Torres de Perforación*. IAPG.
- Instituto Ecuatoriano de Normalización (2013). *Transporte, Almacenamiento y Manejo de Materiales Peligrosos*. INEN.
- Medina, R. (Abril de 2023). *Likedin.com*. <https://www.linkedin.com/in/robinson-medina/>
- Occupational Safety and Health Administration. (2023, Abril). OSHA. Washington D.C.
- Penafiel, L. (2021). *Línea base del sistema de Gestión de Seguridad de Proceso (PSM), en referencia al estándar OSHA*. Esmeraldas: Universidad Católica del Ecuador.
- Vox (Junio de 2023). *Vox.com*. <https://www.vox.com/2014/4/14/18076690/fracking>

**Héctor Morán Otoya** es ingeniero de petróleos, especialista en petróleos y gas. Actualmente, cursa estudios de doctorado en la Universidad Austral de Argentina. Presenta experiencia en optimización de perforación en Baker Hughes y como ingeniero de seguridad de proceso en Petroecuador.

**Luis Stínco** es doctor en Geología y director del Instituto de Petróleo y gas de la Universidad de Buenos Aires. Cuenta con experiencia como vicepresidente de exploración de la empresa Occidental de la Argentina y gerente de Oleum Petra. Lideró equipos multidisciplinarios durante más de 30 años. Obtuvo los premios Konex Ciencia y Tecnología y de Excelencia Académica por la Universidad de Buenos Aires. Actualmente es consultor en temas de petróleo y gas.

**Silvia Barredo** es licenciada y doctora en Geología por la Universidad de Buenos Aires. Es directora de la Carrera de Geociencias y Tecnologías del Subsuelo del Instituto del Gas y del Petróleo de la UBA y profesora de la Facultad de Ingeniería de la UBA. Además, cuenta con más de 30 años de experiencia en la academia y en la industria.