

Oficio

Fecha Villahermosa, Tab., 30 de Diciembre 2019

Número PEP-DC-0580 -2019

Número de expediente

Antecedentes:

Número(s):

Número único de expediente:

Fecha(s):

Remitente Pemex Exploración y Producción
Dirección General

Destinatario Oficio unido

Asunto: Difusión de la Guía operativa Única para el manejo de la integridad durante el diseño, construcción, vida productiva y abandono de pozos en PEP, clave GO-DE-TC-0015-2019

Anexo ☒

Romeo Antonio Rojas Figueroa.- Subdirector de Proyectos de Explotación Estratégicos
Leonardo Enrique Agullera Gómez.-Subdirector de Exploración
Rafael Pérez Herrera.- Subdirector de Producción Región Marina Noreste
Oscar Morán Ochoa.- Suplente por Ausencia del Subdirector de Producción Región Marina Suroeste
Carlos Pérez Téllez.- Subdirector de Producción Región Sur
Ricardo Padilla Martínez.- Subdirector de Producción Región Norte
Román García León.- Suplente por Ausencia del Subdirector de Exploración y Producción por Contratos y Asociaciones
Abraham David Alipi Mena.- Subdirector de Administración de Servicios para la Exploración y Producción
Carlos Francisco Rangel Hernández.- Subdirector de Perforación y Mantenimiento de Pozos
Adolfo Luis Cid Vázquez.- Subdirector de Seguridad, Salud en el Trabajo y Protección Ambiental

Con la finalidad de contar con un documento operativo que permita establecer la metodología para el diseño de lechadas de cemento a emplear en cementaciones primarias y secundarias de pozos de desarrollo y exploratorios, la Gerencia de Ingeniería de Intervenciones a Pozos de Explotación elaboró la versión segunda de la "Guía operativa única para el manejo de la integridad durante el diseño, construcción, vida productiva y abandono de pozos en PEP, clave GO-DE-TC-0015-2019" (anexa), misma que se remite para su conocimiento, difusión y cumplimiento, misma que estará disponible para su consulta en el Sistema Informático de Marcos Normativos (SIMAN®).

Sin otro particular, reciban un cordial saludo.

Atentamente,

Francisco Javier Flamenco López
Subdirector Técnico de Exploración y Producción
Suplente por Ausencia del Director General de Pemex Exploración y Producción en términos del artículo 127 del Estatuto Orgánico de Pemex y Producción.

C.c.p. Angel Cid Munguía.- Coordinador de la Dirección de Pemex Exploración y Producción

Revisó: Gustavo Alejandro Higa Pino, 881-70346
Elaboró: Antonio Gallegos Peláez, 881-22669

**GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD
DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y
ABANDONO DE POZOS EN PEP**

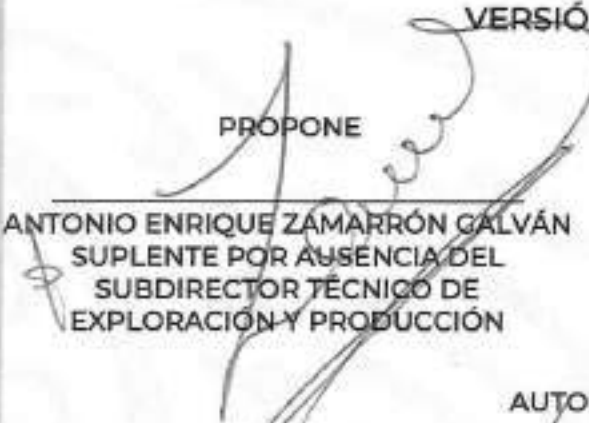
GO-DE-TC-0015-2019

PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

DICIEMBRE 2019

VERSIÓN: SEGUNDA

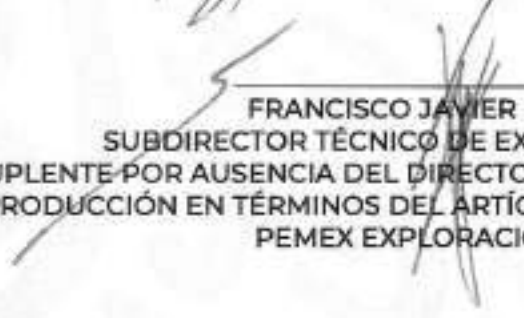
PROPONE


ANTONIO ENRIQUE ZAMARRÓN GALVÁN
SUPLENTE POR AUSENCIA DEL
SUBDIRECTOR TÉCNICO DE
EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

CONFORME


ADOLFO LUIS CID VÁZQUEZ
SUBDIRECTOR DE SEGURIDAD,
SALUD EN EL TRABAJO Y
PROTECCIÓN AMBIENTAL

AUTORIZA


FRANCISCO JAVIER FLAMENCO LÓPEZ
SUBDIRECTOR TÉCNICO DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN
SUPLENTE POR AUSENCIA DEL DIRECTOR GENERAL DE PEMEX EXPLORACIÓN Y
PRODUCCIÓN EN TÉRMINOS DEL ARTÍCULO 127 DEL ESTATUTO ORGÁNICO DE
PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN

VERIFICADOR


MARCO ANTONIO DELGADO AVILÉS
GERENTE DE EVALUACIÓN, AUDITORÍA Y
NORMATIVIDAD



 PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	CO-DE-TC-0015-2019	PÁG: 2	DE: 95
	DICIEMBRE DE 2019	VERSIÓN:	SEGUNDA
	RESPONSABLE TÉCNICO:		
	GUSTAVO ALEJANDRO HIGA PINO SUPLENTE POR AUSENCIA DEL GERENTE DE INGENIERÍA DE INTERVENCIONES A POZOS DE EXPLOTACIÓN		
	NOMBRE Y CARGO:		
	FIRMA:		
GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP			

ÍNDICE

1. OBJETIVO	3
2. ÁMBITO DE APLICACIÓN Y ALCANCE	3
3. MARCO NORMATIVO	4
4. DEFINICIONES Y ABREVIATURAS	5
5. DISPOSICIONES ESPECÍFICAS	8
6. ANEXOS	77
7. CONTROL DE REVISIÓN DE LA GUÍA OPERATIVA	95

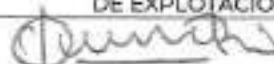


RESPONSABLE TÉCNICO:

 NOMBRE
 Y CARGO:

 GUSTAVO ALEJANDRO HIGA PINO
 SUPLENTE POR AUSENCIA DEL GERENTE DE
 INGENIERÍA DE INTERVENCIONES A POZOS
 DE EXPLOTACIÓN

FIRMA:



GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP

1. OBJETIVO

Establecer los requerimientos que se deben cumplir para el manejo de la integridad durante el diseño, construcción, vida productiva y abandono de pozos en Pemex Exploración y Producción.

2. ÁMBITO DE APLICACIÓN Y ALCANCE

Ámbito de Aplicación:

Esta Guía Operativa es aplicación obligatoria para el personal de Pemex Exploración y Producción que realice actividades de perforación, terminación, reparación, manejo de la producción y abandono de pozos, haciéndose énfasis en las siguientes áreas:

- Subdirección Técnica de Exploración y Producción
 - Gerencia de Planes de Explotación
 - Gerencia de Recuperación Secundaria y Mejorada
 - Gerencia de Ingeniería de Intervenciones a Pozos de Exploración
 - Gerencia de Ingeniería de Intervenciones a Pozos de Explotación
- Subdirección de Proyectos de Explotación Estratégicos
 - Gerencia de Ejecución y Seguimiento de Pozos de Desarrollo
- Subdirección de Exploración
 - Activo de Exploración Marina Norte
 - Activo de Exploración Terrestre Norte
 - Activo de Exploración Marina Sur
 - Activo de Exploración Terrestre Sur
- Subdirección de Producción Región Marina Noreste
 - Activo de Producción Cantarell
 - Activo de Producción Ku-Maloob-Zaap
- Subdirección de Producción Región Marina Suroeste
 - Activo de Producción Abkatún-Pol-Chuc
 - Activo de Producción Litoral de Tabasco
- Subdirección de Producción Región Sur
 - Activo de Producción Macuspana-Muspac
 - Activo de Producción Samaria-Luna
 - Activo de Producción Bellota-Jujo
 - Activo de Producción Cinco Presidentes.
- Subdirección de Producción Región Norte
 - Activo de Producción Reynosa



 PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	GO-DE-TC-0015-2019	PÁG: 4	DE: 95
	DICIEMBRE DE 2019	VERSIÓN:	SEGUNDA
	RESPONSABLE TÉCNICO:		
	GUSTAVO ALEJANDRO HIGA PINO SUPLENTE POR AUSENCIA DEL GERENTE DE INGENIERÍA DE INTERVENCIONES A POZOS DE EXPLOTACIÓN		
NOMBRE Y CARGO:			
FIRMA:			
GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP			

- Activo de Producción Poza Rica-Altamira
- Activo de Producción Veracruz
- Subdirección de Perforación y Mantenimiento de Pozos
 - Gerencia de Operación y Mantenimiento de Equipos
 - Gerencia de Perforación y Reparación de Pozos Terrestre Norte
 - Gerencia de Perforación y Reparación de Pozos Terrestre Sur
 - Gerencia de Perforación y Reparación de Pozos Marina
 - Gerencia de Servicios a Pozos
- Subdirección de Administración de Servicios para Exploración y Producción
- Subdirección de Exploración y Producción por Contratos y Asociaciones

Alcance:

El alcance de esta Guía Operativa comprende todas las actividades que se deben considerar durante el ciclo de vida del pozo para mantener la integridad en todos los pozos de Pemex Exploración y Producción.

Este documento cancela y sustituye a los siguientes documentos:

- "Guía Operativa única para el manejo de la integridad durante el diseño, construcción, vida productiva y Abandono de pozos en PEP", clave: GO-DE-TC-0015-2018, versión: primera, Octubre 2018.
- "Procedimiento operativo de diseño para aislar intervalos probados", clave: PO-DP-DI-0014-2014, versión: primera, Diciembre 2014.

3. MARCO NORMATIVO

1. Estatuto orgánico de Petróleos Mexicanos, Julio 2019.
2. Estatuto orgánico de Pemex-Exploración y Producción, Julio 2019.
3. Lineamientos de perforación de pozos (incluyendo el acuerdo de modificación CNHE.60.001/17 publicado el 28 de Noviembre de 2017).
4. Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente para realizar las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción de Hidrocarburos publicados en el Diario oficial de la Federación el Viernes 7 de Junio de 2019.
5. Políticas y lineamientos de Desarrollo de Campos y Optimización, clave: UP-04-PYL-001, Marzo 2018, versión segunda.



Este Documento es información reservada y para uso interno por parte del personal autorizado de Pemex Exploración y Producción. Ninguna parte de este puede circularse, citarse o reproducirse para su distribución externa, sin previa Autorización escrita de la Dirección General de Pemex Exploración y Producción

GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP

6. Políticas y lineamientos de Explotación de Yacimientos, clave: UP-05-PYL-001, Diciembre 2015, versión primera.
7. Guía Operativa para elaborar y actualizar documentos operativos en Pemex Exploración y Producción, clave: GO-NO-TC-0001-2019, Julio 2019, versión quinta.
8. Guía Operativa única para diseño y seguimiento a la ejecución de la cementación de pozos en PEP, clave: GO-DP-TC-0007-2018, Octubre 2018, versión primera.
9. Guía Operativa de diseño y operación de modelos geomecánicos para pozos de desarrollo y exploración en PEP, clave: GO-DP-DI-0030-2018, agosto 2018, versión primera.
10. Guía Operativa única para diseño y selección de fluidos para intervenciones a pozos, clave: GO-PP-DI-0002-2018, Septiembre 2018, versión primera.
11. Guía Operativa única para el diseño de la terminación de pozos de desarrollo y exploratorios en PEP, clave: GO-TP-DI-0005-2018, Octubre 2018, versión primera.

4. DEFINICIONES Y ABREVIATURAS

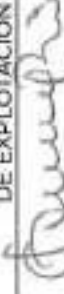
Para efecto de la aplicación de esta Guía Operativa se entiende por:

- **Abandono:** Actividades de retiro de los materiales y desmantelamiento de equipo, incluyendo el taponamiento, preservando las condiciones de Integridad que debe mantener el pozo posterior a dicho taponamiento, la deserción del pozo, el desmontaje y retiro de plantas, plataformas, instalaciones, maquinaria y equipo utilizado en la realización de las actividades petroleras.
- **Abandono Temporal:** Abandono que se realiza en pozos que tienen la posibilidad de incorporarse a producción de Hidrocarburos en el futuro, o ser usados con otro fin diferente al de producción, con el objetivo de mantener la Integridad.
- **Abandono Permanente:** Abandono que incluye el taponamiento definitivo del Pozo una vez que concluyen las operaciones para las que éste fue autorizado.
- **ASEA:** Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente.
- **Barreras:** Elementos que previenen el flujo no planificado de fluidos o gases de la formación a la superficie o a otra formación.
- **Barrera Independiente:** Se refiere a aquella Barrera que por sí misma es capaz de prevenir el flujo y no requiere de otros elementos para realizar esta función.
- **Barrera Primaria:** Proporciona la primera línea de contención, son los primeros elementos de Barreras expuestos a los fluidos producidos, generalmente compuesta de los siguientes elementos: formación impermeable, fluidos de perforación, cemento de TR, tubería de producción, empacador de producción, aparejo de producción, válvula de tormenta o válvula maestra del árbol.

GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP

- **Barrera Secundaria:** Proporciona redundancia a la primera línea de contención en caso de falla, esta Barrera generalmente no está expuesta a los fluidos producidos y está compuesta típicamente por los siguientes elementos: formación impermeable, fluidos de terminación, cemento de TR, BOP's, colgador de TR's y ensamble de sellos, árbol y conector del árbol, válvula lateral del árbol o válvula maestra.
- **BEC:** Bombeo Electrocentrifugo.
- **CBL:** Cement Bond Log (Registro de adherencia del cemento)
- **CNH:** Comisión Nacional de Hidrocarburos.
- **Conjunto de Preventores o BOP** (por sus siglas en inglés -Blow Out Preventors-): Sistema de válvulas y elementos de corte y sello total del Pozo, operadas generalmente en forma remota a través de accionadores hidráulicos, conformadas por elementos sellantes de los espacios anulares, que se conectan directamente al cabezal del Pozo y se utilizan para evitar el flujo descontrolado de fluidos del Pozo hacia la superficie y prevenir un reventón.
- **CO₂:** Dióxido de carbono
- **Criterios de Aceptación:** Expresa el nivel de desempeño que se considera como aceptable por un periodo determinado o fase de actividades. Estas pueden estar definidas en términos cuantitativos o cualitativos.
- **DST:** Drill Steam Test (prueba de formación).
- **Elemento de Barrera de Pozo:** Un elemento físico que por sí mismo no previene el flujo, pero en combinación con otros elementos de Barrera (WBE) forman una Barrera de pozo.
- **EFAT:** Extended Factory Acceptance Test (prueba de aceptación de fábrica estendida).
- **FAT:** Factory Acceptance Test (pruebas de aceptación de fábrica).
- **FIT:** Factory Acceptance Test (pruebas de integración del sistema).
- **Gestión de Cambio:** Un proceso para asegurar que una revisión, aprobación, implementación apropiada se encuentran vigentes para manejar los cambios al activo u organización.
- **GRA:** Global Riser analysis (análisis del riser).
- **HPHT:** High-Pressure, High-Temperature (alta presión, alta temperatura).
- **H₂S:** Ácido sulfhídrico.
- **ICV's:** Interval Control Valves (válvulas de control de intervalo).



CO-DE-TC-0015-2019	PÁG: 7	DE: 95
DICIEMBRE DE 2019	VERSIÓN:	SEGUNDA
RESPONSABLE TÉCNICO:		
NOMBRE Y CARGO:	GUSTAVO ALEJANDRO HIGA PINO SUPLENTE POR AUSENCIA DEL GERENTE DE INGENIERIA DE INTERVENCIONES A POZOS DE EXPLOTACIÓN	
FIRMA:		

GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP

- Intervención a Pozo: Entrada a un pozo para reparación o mantener los componentes de pozo existentes.
- IWOCs: Installation and Workover Control System (sistema de control de las intervenciones).
- LOT: Leak Off Test (prueba de goteo).
- MAASP's (Maximum Allowable Annular Surface Pressure): Presión de superficie anular máxima permisible.
- N-EXDIPO: Mecanismo de resguardo de los Expedientes Digitales.
- PCT: Pressurized Crystallization Temperature (temperatura de cristalización presurizada).
- Prueba de Presión Negativa: Prueba que evalúa la integridad del ensamblaje del cabezal, la tubería de revestimiento, sellos mecánicos y cemento en el Pozo; en la cual se reduce la presión dentro del Pozo por debajo del valor de la presión de formación y se monitorea el pozo para determinar si los fluidos de las zonas permeables fluyen hacia el Pozo. También conocida como Prueba de "Alijo".
- RGA: Relación gas aceite.
- Sección transversal del pozo: Zona del pozo que incluye todos los espacios anulares.
- SIT: System Integration Testing (Reporte de las pruebas de integración del sistema).
- Slick Joint: Junta pulida.
- SSTT: Sub Sea Test Tree (árbol de pruebas submarino).
- Suspensión de Pozo: Acción que se toma antes de dejar el pozo para asegurar un aislamiento adecuado de las zonas permeables, fluidos y presiones, el cual es intervenido o se abandonará posteriormente.
- TCT: True Crystallization Temperature (temperatura de cristalización verdadera)
- TR's: Tubería de Revestimiento
- VCD: Visualización, Conceptualización y Definición.
- VCDSE: Visualización, Conceptualización, Definición, Seguimiento y Evaluación.
- VDL: Registro de densidad variable.
- WSOG: Well Specific Operating Guidelines (lineamientos de operación específicos de pozos costa fuera intervenidos con plataformas semi-sumergibles).
- Zona Permeable: Cualquier zona en el pozo donde exista la posibilidad de movimiento de fluido al aplicar una presión diferencial. Una zona permeable es considerada aquella que contiene hidrocarburos con movilidad o si es probable que estos existan en el futuro.



GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP

5. DISPOSICIONES ESPECÍFICAS

5.1 Introducción

La integridad de pozos tiene como objetivo mantener el control total de los fluidos dentro del pozo mediante el empleo de Barreras de seguridad, con la finalidad de evitar el movimiento involuntario de fluidos entre las formaciones con diferentes valores de presión o la pérdida de contención al medio ambiente.

Comprende dos etapas principales: el primero es garantizar la integridad del pozo durante el diseño y la construcción del pozo y el segundo es el manejo de la integridad a lo largo de la vida productiva.

Para lograr este objetivo, se deben identificar todos los insumos necesarios para el cumplimiento de la presente Guía provenientes de las otras Guías técnicas de diseño, por lo que es importante conocer la interrelación que guardan entre sí.

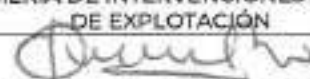
5.2 Insumos para la Guía Operativa

En la Tabla No. 1 se presentan los insumos requeridos de cada una de las Guías Operativas de intervenciones a pozos para el desarrollo de la presente Guía Operativa.

Tabla No. 1. Insumos de la Guía Operativa para el manejo de la integridad de pozos.

Guía	Fase	Insumo
Guía Operativa única para diseño y seguimiento a la ejecución de la cementación de pozos en PEP, clave: GO-DP-TC-0007-2018 Octubre 2018, versión primera, o la que la sustituya.	S	Documento con las condiciones en las cuales fue realizada la operación de cementación de TR's que contenga lo siguiente: • Centralización de las tuberías de revestimiento. • Propiedades reológicas de las lechadas (filtrado, agua libre, etc.). • Tipo, longitud y densidades de baches lavadores y espaciadores. • Densidades de las lechadas. • Prácticas de cementación utilizadas. • Identificación de retornos prematuros de cemento a superficie/fondo marino. • Informe de cementación que contenga: ◦ Gráfico del comportamiento de presiones de bombeo durante la operación de cementación, cimas de cemento teóricas.

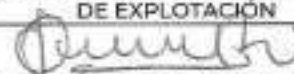




GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP

Guía	Fase	Insumo
(continuación)		
		- Presencia de influjos antes, durante o después de los trabajos de cementación. - Fallas de accesorios/componentes utilizados: colgadores de liner, coples flotadores, cabezas de cementación.
Guía Operativa de diseño y operación de modelos geomecánicos para pozos de desarrollo y exploración en PEP, clave: GO-DP-DI-0030-2018, Agosto 2018, versión primera, o la que la sustituya.	S	- Zonas potenciales de flujo. - Identificación de acuíferos someros. - Formaciones impermeables existentes por arriba de las zonas con potencial de flujo. - Gradientes de fractura de las formaciones impermeables identificadas. - Modelo geomecánico calibrado con los eventos de perforación en tiempo real, así como, el monitoreo de las densidades reales del fluido de perforación utilizadas. - Pruebas de goteo e integridad.
Guía Operativa única para diseño y selección de fluidos para intervenciones a pozos, clave: GO-PP-DI-0002-2018, Septiembre 2018, versión primera, o la que la sustituya.	S	- Acondicionamiento del fluido de perforación y del pozo. - Pérdidas de circulación identificadas. - Tabla comparativa de las propiedades reológicas del fluido de perforación programadas vs reales.
Guía Operativa única para el diseño de la terminación de pozos de desarrollo y exploratorios en PEP, clave: GO-TP-DI-0005-2018, Octubre 2018, versión primera, o la que la sustituya.	S	- Documento con los cálculos de las máximas diferenciales esperadas para realizar las pruebas negativas previo a las operaciones de lavado de pozos para las actividades de terminación y para las actividades de aguas profundas de acuerdo con los lineamientos de CNH. - Componentes del aparejo de producción incluyendo sus presiones de trabajo máximas establecidas por el fabricante.



GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP

5.3 Entregables de la Guía Operativa

En la Tabla No. 2 se muestran los entregables y puntos de control que deben documentarse como resultado de la aplicación de la presente Guía Operativa.

Tabla No. 2. Entregables y puntos de control de la presente Guía Operativa.

Fase	Entregables	Puntos de control
Visualización	➤ Definición de roles y responsabilidades durante las fases VCDSE. ➤ Política de Barreras e integridad de pozos en PEP.	➤ Identificación de los riesgos potenciales, tomando en cuenta: ▪ Tipo de arquitectura (vertical, desviado, horizontal). ▪ Tipo de pozo (productor de aceite, productor de gas, inyector, con sistema artificial de producción). ▪ Presiones de diseño.
		▪ Límites de producción (gastos, composiciones, temperaturas). ▪ Requerimientos de vida productiva de pozo por diseño. ▪ Tipo de terminación. Requerimientos específicos (profundidad de asentamiento de la válvula de tormenta, sistemas artificiales de producción, cementaciones).
Conceptualización		➤ Análisis de riesgos de los escenarios seleccionados e identificación de las medidas de mitigación.
Definición	➤ Diagrama de Barreras de las distintas etapas de construcción del pozo. ➤ Longitud, pruebas, frecuencia y	➤ Consideraciones para el diseño de tuberías de revestimiento y explotación que afectan la integridad del pozo. ➤ Análisis de aseguramiento de flujo (erosión, corrosión, incrustaciones y precipitación de sal, hidratos,



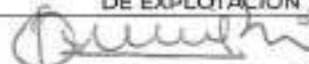

Este Documento es información reservada y para uso interno por parte del personal autorizado de Pemex Exploración y Producción. Ninguna parte de este puede circularse, citarse o reproducirse para su distribución externa, sin previa Autorización escrita de la Dirección General de Pemex Exploración y Producción.



GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP

Fase	Entregables	Puntos de control
(continuación)		
	aceptación de las pruebas a las Barreras. ➤ Límites de operación por etapa de construcción. ➤ Límites de operación del pozo en su vida productiva (presiones máximas en los espacios anulares y aparejo de producción, temperaturas y tipos de fluidos permisibles). Diseño preliminar del Abandono de pozo.	asfaltenos/ceras, emulsiones). ➤ Metalurgia de la terminación. ➤ Selección de los sellos de componentes (colgador de liner, cabezal, árbol de producción, etc.) ➤ Gráficas de las pruebas de aceptación de fábrica (FAT) a las válvulas de tormenta, árbol de válvulas, empacador de producción, camisas deslizables, válvulas de seguridad anular, ICV's y sensores. ➤ Pruebas PCT, TCT para las salmueras utilizadas como fluido de terminación. Adicionalmente para aguas profundas/ultraprofundas: ➤ Reporte de las pruebas de integración del sistema (SIT). ➤ Reporte de las pruebas de integración de los componentes (FIT) del sistema del control (IWOCs). ➤ Informe del análisis del riser de terminación (GRA). ➤ Reporte de las pruebas extendidas de aceptación de fábrica (EFAT) y de las pruebas de integración del sistema (SIT) del landing string. ➤ Pruebas/análisis de corte del BOP sobre el tubo pulido.
Seguimiento	➤ Validación de competencias del personal que realizará los trabajos en las Intervenciones	Perforación ➤ Geopresiones (ventana operativa actualizada).





GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP

Fase	Entregables	Puntos de control
(continuación)		
	a Pozos. ➤ Comparativo de los diagramas de Barreras programadas vs diagramas de Barreras reales. ➤ Criterios de aceptación para las Barreras que deben evaluarse durante los trabajos de cementación. ➤ Tabla de registro/gráfica del incremento de presión en los espacios anulares. ➤ Tabla de registro con el tipo y volumen de fluido desfogado de los espacios anulares hasta el periodo de estabilización del pozo. ➤ Acta de entrega del pozo.	➤ Reportes de análisis del lodo de perforación conforme a lo indicado en el programa de fluidos. ➤ Gráficas del control del pozo durante los viajes (volumen de llenado atendiendo un decremento de presión $\leq 5 \text{ kg/cm}^2$). ➤ Gráficas/registros del incremento de volumen en presas/tanque de viajes ante la presencia de un brote (mostrando la capacidad de reacción para la identificación y detección oportuna de un brote, volumen del fluido invasor $\leq 5 \text{ bls}$). ➤ Registros de cementación (evidenciando sello hidráulico de las formaciones con potencial de flujo). ➤ Gráficas de las pruebas de preventores. ➤ Cálculos de tolerancia al brote y máximas presiones permisibles en superficie. ➤ Seguimiento a los procedimientos específicos para la conexión y apriete de tubulares. ➤ Análisis del desgaste de TR's por rotación excesiva. Prueba de pozo ➤ Gráficas de las pruebas de presión de los equipos que conforman el límite de contención y equipos de aforo. ➤ Registros/gráficas para determinar el espaciamiento submarino (aguas



GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP

Fase	Entregables	Puntos de control
(continuación)		
		profundas). ➤ Documento con los lineamientos de operación específicos (WSOG) para equipos en aguas profundas. Terminación ➤ Gráficas de las pruebas de presión de los equipos que conforman el límite de contención y equipos de aforo. ➤ Reportes de análisis del fluido de terminación conforme a lo indicado en el programa de fluidos. ➤ Gráficas/registros de las pruebas del control primario (verificaciones de flujo). ➤ Gráficas del control del pozo durante los viajes (volumen de llenado atendiendo un decremento de presión $\leq 5 \text{ kg/cm}^2$). ➤ Gráficas de las pruebas de preventores. ➤ Documento con los lineamientos de operación específicos (WSOG) (aguas profundas). ➤
Evaluación		➤ Documento soporte de evaluación con la integración de todos los documentos como resultado de la fase de seguimiento. ➤ Registro de lecciones aprendidas y buenas prácticas.
Producción	➤ Plan anual para el monitoreo de la integridad del pozo.	➤ Programa de inspección y pruebas de mantenimiento preventivo. ➤ Tablas con el registro de la



GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP

Fase	Entregables	Puntos de control
(continuación)		
	➤ Control de desviaciones en las Barreras del pozo. ➤ Procedimientos/instru ctivos específicos para el manejo de la presión anular. ➤ Evaluaciones de riesgo al encontrar desviaciones en las Barreras del pozo para determinar si es seguro que el pozo continúe las operaciones en una condición dañada. ➤ Tablas con el registro y análisis de las presiones en todos los anulares accesibles del pozo, incluyendo los volúmenes de purga. ➤ Tablero de control con el registro de las inspecciones y pruebas de mantenimiento realizadas, indicando anomalías/deficienci as a los elementos de Barreras y sus planes de acción correspondientes. ➤ Límites de operación del pozo de acuerdo	producción y parámetros de inyección.



GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP

Fase	Entregables	Puntos de control
(continuación)		
	a las condiciones actuales del pozo. ➤ Diagrama de Barreras de acuerdo con la condición actual del pozo. ➤ Reporte de integridad anual Documentación general del pozo	
Abandono	➤ Criterios para establecer el número, posición y longitud de los tapones de cemento en taponamientos temporales y permanentes. ➤ Criterios para los Abandonos temporales y permanentes. ➤ Consideraciones especiales para taponamientos permanentes. ➤ Contenido del informe del taponamiento.	

En el Anexo 6.1 se encuentran las listas de verificación que se deben utilizar para validar el cumplimiento de la presente Guía, en el manejo de la Integridad durante el diseño y construcción del pozo, así como, para la vida productiva.



GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP

5.4 BARRERAS DE SEGURIDAD

Las Barreras son mecanismos de protección que permiten que las operaciones continúen de manera controlada, la eliminación o falla de una sola Barrera debe verse siempre como la fuente de repercusiones potenciales.

5.4.1 Roles y responsabilidades

El objetivo primordial de la integridad de pozos es reducir el riesgo del flujo de fluidos de la formación hacia el medio ambiente y se debe iniciar con la definición de roles y responsabilidades de cada proyecto, lo anterior con la finalidad de asignar tareas específicas y asegurar que la integridad de pozo esté contemplada durante todo su ciclo de vida. Las Tablas No. 3, 4 y 5 definen los roles y responsabilidades que deben considerarse durante las Intervenciones a Pozos en Pemex Exploración y Producción en materia de integridad de pozos.

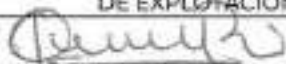
Tabla No. 3. Roles y responsabilidades durante el Diseño del pozo.

No.	Actividad	Gerencias de Ingeniería de Intervenciones a Pozos de Exploración y Explotación	Activos de Exploración y Producción/Gerencia de ejecución y Seguimiento de Pozos de Desarrollo
1	Realizar el diseño final del pozo (programa de perforación y terminación).	Responsable	Conocimiento
2	Determinar las presiones máximas de superficie que se deben manejar en los espacios anulares y aparejo de producción en la etapa inicial de explotación del pozo.	Responsable	Conocimiento
3	Diseñar el Abandono del pozo.	Responsable	Conocimiento
4	Revisar y actualizar los procesos de integridad del pozo de acuerdo a la normatividad vigente.	Responsable	Conocimiento

Nota: Para las intervenciones que no requieren VCD (reparaciones menores con y sin equipo) es responsabilidad de los Activos de Producción determinar las presiones máximas en superficie que se pueden manejar en los espacios anulares y aparejo de producción, de



Este Documento es información reservada y para uso interno por parte del personal autorizado de Pemex Exploración y Producción. Ninguna parte de este puede circularse, citarse o reproducirse para su distribución externa, sin previa Autorización escrita de la Dirección General de Pemex Exploración y Producción

 PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	CO-DE-TC-0015-2019		PÁG: 17	DE: 95
	DICIEMBRE DE 2019		VERSIÓN:	SEGUNDA
	RESPONSABLE TÉCNICO:			
	NOMBRE Y CARGO:	GUSTAVO ALEJANDRO HIGA PINO SUPLENTE POR AUSENCIA DEL GERENTE DE INGENIERÍA DE INTERVENCIONES A POZOS DE EXPLOTACIÓN		
FIRMA:				
GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP				

acuerdo con las condiciones actuales y programas de las intervenciones a realizar, así mismo, validar que el diseño del Abandono preliminar del pozo considere los criterios establecidos en la presente Guía.

Tabla No. 4. Roles y responsabilidades durante la fase de seguimiento.

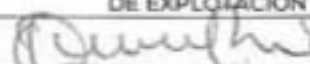
No.	Actividad	Gerencias de Ingeniería de Intervenciones a Pozos de Exploración y Explotación	Activos de Exploración y Producción/Gerencia de ejecución y Seguimiento de Pozos de Desarrollo
1	Realizar el acta de entrega del pozo.	Conocimiento	Responsable
2	Realizar la supervisión de la construcción/intervención del pozo.	Conocimiento	Responsable
3	Confirmar que la intervención se realizó conforme al programa de perforación y terminación establecido.	Responsable	Conocimiento
4	Monitorear que las presiones de los espacios anulares y aparejo de producción se encuentren dentro de los límites establecidos durante el arranque, limpieza y aforo del pozo.	Conocimiento	Responsable
5	Vigilar el cumplimiento a la integridad de pozo durante el arranque, limpieza y aforo del pozo.	Conocimiento	Responsable

Tabla No. 5. Roles y responsabilidades durante la fase de evaluación.

No.	Actividad	Gerencias de Ingeniería de Intervenciones a Pozos de Exploración y Explotación	Activos de Exploración y Producción/Gerencia de ejecución y Seguimiento de Pozos de Desarrollo
1	Documento soporte de evaluación con la integración de todos los documentos como	Conocimiento	Responsable



Este Documento es información reservada y para uso interno por parte del personal autorizado de Pemex Exploración y Producción. Ninguna parte de este puede circularse, citarse o reproducirse para su distribución externa, sin previa Autorización escrita de la Dirección General de Pemex Exploración y Producción



GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP

No.	Actividad	Gerencias de Ingeniería de Intervenciones a Pozos de Exploración y Explotación	Activos de Exploración y Producción/Gerencia de ejecución y Seguimiento de Pozos de Desarrollo
(continuación)			
	resultado de la fase de seguimiento.		
2	Registro de lecciones aprendidas y buenas prácticas.	Responsable	Responsable

De la misma forma, en la Tabla No. 6 se indican los roles y responsabilidades que deben seguirse durante la etapa de producción.

Tabla No. 6. Roles y responsabilidades durante la etapa de producción de pozos.

No.	Actividad	Activos de Producción
1	Monitorear que las presiones de los espacios anulares y aparejo de producción se encuentren dentro de los límites establecidos durante la vida productiva del pozo.	Responsable
2	Calcular las presiones máximas de superficie que se deben manejar en los espacios anulares y aparejo de producción de acuerdo a las condiciones actuales del pozo (vida productiva).	Responsable
3	Cumplir el programa de mantenimiento de pozos (preventivo y correctivo).	Responsable
4	Vigilar el cumplimiento a la integridad del pozo.	Responsable
5	Llevar el registro de todos los desfuegos de los espacios anulares, identificación de fallas, pruebas de integridad, etc.	Responsable

En la Tabla No. 7 se indican los roles y responsabilidades que deben aplicarse durante el Abandono de pozos.



Este Documento es información reservada y para uso interno por parte del personal autorizado de Pemex Exploración y Producción. Ninguna parte de este puede circularse, citarse o reproducirse para su distribución externa, sin previa Autorización escrita de la Dirección General de Pemex Exploración y Producción

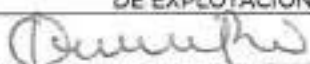
 PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	GO-DE-TC-0015-2019		PÁG: 19	DE: 95
	DICIEMBRE DE 2019		VERSIÓN:	SEGUNDA
	RESPONSABLE TÉCNICO:			
	GUSTAVO ALEJANDRO HIGA PINO SUPLENTE POR AUSENCIA DEL GERENTE DE INGENIERÍA DE INTERVENCIONES A POZOS DE EXPLOTACIÓN			
NOMBRE Y CARGO:				
FIRMA:				
GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP				

Tabla No. 7. Roles y responsabilidades durante la etapa de Abandono de pozos.

No.	Actividad	Activos de Exploración y Producción
1	Suministrar el historial y condiciones actuales del pozo indicados en el formato del acta de entrega de acuerdo con el anexo 6.5.	Responsable

5.4.2 Competencias del personal

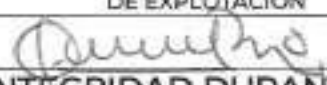
Antes de iniciar la ejecución de cualquier actividad en el pozo, se debe validar que el personal que realizará los trabajos cumpla con las habilidades y experiencia requeridas para el desarrollo de los trabajos, esta validación es responsabilidad del líder del grupo multidisciplinario VCDSE (antes de la ejecución de las Intervenciones a Pozos) y del Coordinador de operación de pozos (durante la vida productiva). La Tabla No. 8 muestra un ejemplo de la matriz de competencias durante las Intervenciones a Pozos.

Tabla No. 8. Matriz de competencias.

No.	Actividad	Perforadora	Compañías de Servicio	Responsable de PEP en sitio	Diseño VCD
Describir las actividades críticas de la operación a realizar.		Establecer el nivel de experiencia requerida para realizar la actividad (I: Informativo, C: Conocimiento, H: Habilidad)			
1	Prueba de preventores	H	I	H	I
2	Pruebas de Presión Negativa (Alijo)	H	H	H	C
3	Corte y deslice de cable	H	I	I	I
4	Control de pozo	H	I	H	C
5	Introducción de TR's	H	H	C	I
6	Operación de cementación de pozos	C	H	H	I
7	Toma de registros	C	H	C	I
8	Ejecución de disparos de	C	H	C	I



Este Documento es información reservada y para uso interno por parte del personal autorizado de Pemex Exploración y Producción. Ninguna parte de este puede circularse, citarse o reproducirse para su distribución externa, sin previa Autorización escrita de la Dirección General de Pemex Exploración y Producción

 PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	GO-DE-TC-0015-2019		PÁG: 20	DE: 95
	DICIEMBRE DE 2019		VERSIÓN:	SEGUNDA
	RESPONSABLE TÉCNICO:			
	GUSTAVO ALEJANDRO HIGA PINO SUPLENTE POR AUSENCIA DEL GERENTE DE INGENIERÍA DE INTERVENCIONES A POZOS DE EXPLOTACIÓN			
NOMBRE Y CARGO:				
FIRMA:				
GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP				

No.	Actividad	Perforadora	Compañías de Servicio	Responsable de PEP en sitio	Diseño VCD
(continuación)					
	Producción				
9	Inducción a pozos	C	H	C	I
10	Estimulación y fracturamiento	C	H	H	I
11	Otro:				

Donde:

H: Personal que tiene las habilidades para el desarrollo de los trabajos.

C: Personal que posee el conocimiento de los trabajos, pero no es apto para el desarrollo de estos.

I: Personal enterado de las actividades a desarrollar.

5.4.3 Política de Barreras

Para mantener en todo momento el control de los fluidos en el pozo, todo el personal de Pemex Exploración y Producción que realice actividades de perforación, terminación, reparación, manejo de la producción y Abandono de pozos debe cumplir con lo siguiente:

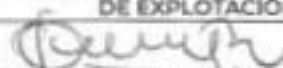
- 1) En todo momento deben existir 02 Barreras físicas independientes (primaria y secundaria) en cada vía de flujo entre las Zonas Permeables que contienen hidrocarburos o zonas de agua con presiones anormalmente altas y la superficie, con excepción de la perforación bajo balance, perforación sin retorno de fluidos, la perforación de yacimientos someros con un sistema de derivación y acuíferos someros, en donde se debe realizar un análisis de riesgos que incluyan los planes de mitigación para estas operaciones en específico.

La filosofía de doble Barrera consiste en:

- Dos dispositivos mecánicos independientes y probados o,
- Una mezcla de un dispositivo mecánico probado y una columna hidrostática que pueda monitorearse de manera continua y pueda reponerse según se requiera.
- O uno de los anteriores y un BOP probado y operable que se pueda cerrar contra todos los tubulares que se encuentren dentro del pozo y que deben permanecer en el caso de que el pozo comience a fluir.



Este Documento es información reservada y para uso interno por parte del personal autorizado de Pemex Exploración y Producción. Ninguna parte de este puede circularse, citarse o reproducirse para su distribución externa, sin previa Autorización escrita de la Dirección General de Pemex Exploración y Producción



GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP

- 2) Cuando una de las 02 Barreras de aislamiento se vuelva inefectiva o esté en riesgo durante cualquier operación; se deben suspender las actividades y tomar las acciones necesarias para restaurar la integridad de las Barreras.
- 3) Las Barreras se deben probar en dirección del flujo siempre que sea posible.
- 4) Todas las Barreras colocadas con el objetivo de Abandono definitivo deben ser Barreras permanentes.
- 5) Para el caso de suspensión de pozos se debe tratar en la medida de lo posible dejar el pozo con Barreras permanentes.
- 6) Las operaciones convencionales con el pozo abierto a la atmósfera se conducirán con la Barrera activa, que consiste de una columna de fluido estable monitoreado y el preventor como Barrera potencial.
- 7) Para las operaciones en pozos cerrados, la Barrera activa debe consistir de un dispositivo de sello mecánico y un BOP o el árbol como Barrera potencial.
- 8) La tubería de revestimiento de explotación (incluyendo los componentes fijos de la última envolvente de contención de presión) debe someterse a una prueba de presión igual a 1.1 veces o 500 psi por encima de la presión más alta esperada en superficie considerando las operaciones a realizar durante la vida productiva del pozo. Esta prueba se debe repetir después de cualquier intervención en donde se realice una molienda o perforación que pueda dañar la tubería de revestimiento.
- 9) Después de la instalación de la terminación, el aparejo de producción debe someterse a una prueba de presión igual a 1.1 veces o 500 psi por encima de la presión más alta esperada en superficie, considerando las operaciones a realizar durante la terminación y vida productiva del pozo y cuando las condiciones del pozo lo permitan.
- 10) La eliminación de un BOP, árbol de producción, cabezal de tubería de revestimiento, o cabezal de la tubería de producción no debe realizarse a menos que 02 Barreras independientes hayan sido instaladas y probadas.
- 11) La línea de mando de PEP en sitio debe solicitar los procedimientos de operación vigentes para cada uno de los equipos considerados como elementos de Barreras a utilizar durante las intervenciones y deben ser difundidos previos a la corrida, instalación y operación en el pozo.
- 12) El líder del equipo de seguimiento/operación de pozos debe asegurar que todo el personal responsable de las actividades/operaciones en el pozo cuente con las competencias requeridas para el desarrollo de los trabajos.
- 13) En el caso de operaciones con zonas permeables que contienen hidrocarburos o zonas de agua con presiones anormalmente altas, y donde solo sea posible disponer de una Barrera, se podrá realizar la solicitud de dispensa aprobada por escrito por el

 PEMEX PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN		CO-DE-TC-0015-2019	PÁG: 22	DE: 95
			DICIEMBRE DE 2019	VERSIÓN:	SEGUNDA
	RESPONSABLE TÉCNICO:				
	NOMBRE Y CARGO:	CUSTAVO ALEJANDRO HIGA PINO SUPLENTE POR AUSENCIA DEL GERENTE DE INGENIERÍA DE INTERVENCIONES A POZOS DE EXPLOTACIÓN			
		FIRMA:			
GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP					

Gerente/Administrador del Activo, así mismo, se debe realizar un análisis de riesgo para dar soporte a la solicitud de la dispensa, indicando en el programa de la intervención todas las medidas de seguridad que se deben tomar en cuenta para mitigar los riesgos y documentando lo siguiente:

1. Las características del yacimiento y la configuración del pozo.
2. Evaluación de riesgo.
3. La justificación para la no implementación de la doble Barrera.

5.4.4 Tipos de Barreras

Las Barreras están definidas como una combinación de componentes (mecánicos o cemento), prácticas o competencias que contribuyen a la confiabilidad del sistema pozo para prevenir o detener el flujo incontrolado de fluidos entre las formaciones o de las formaciones a la superficie.

De acuerdo con el tipo de Barrera se clasifican en:

1. **Barreras físicas.** - Material o equipo que puede ser diseñado, instalado y probado.
2. **Barreras operacionales.** - Procedimientos, guías, instructivos, permisos de trabajo, equipos de monitoreo.
3. **Barreras humanas.** - Competencias y entrenamiento de personal.

Adicionalmente, se tienen los controles administrativos, los cuales tienen que ver con la asignación de roles y responsabilidades, disponibilidad de recursos, auditorías, revisiones.

Las Barreras físicas están constituidas por una combinación de uno o varios elementos de Barrera de pozo, las Barreras físicas pueden ser:

- Barreras activas
- Barreras potenciales

De acuerdo con el tiempo de exposición y posición se clasifican en:

- Barreras temporales
- Barreras permanentes

Los tipos de Barreras deben identificarse y ser aplicadas para cada etapa del ciclo de vida, incluyendo:



Este Documento es información reservada y para uso interno por parte del personal autorizado de Pemex Exploración y Producción. Ninguna parte de este puede circularse, citarse o reproducirse para su distribución externa, sin previa Autorización escrita de la Dirección General de Pemex Exploración y Producción

NOMBRE Y CARGO:	CUSTAVO ALEJANDRO HIGA PINO SUPLENTE POR AUSENCIA DEL GERENTE DE INGENIERÍA DE INTERVENCIONES A POZOS DE EXPLOTACIÓN
FIRMA:	

GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP

1. Barreras que se requerirán en cada una de las etapas del proceso de construcción.
2. El diagrama de Barreras final y que es válido durante la etapa de producción.
3. Barreras requeridas durante las reparaciones menores y mayores.
4. Barreras requeridas durante el Abandono definitivo del pozo.

Las Barreras deben ser diseñadas para:

- Cumplir con los requerimientos durante cada etapa del ciclo de vida para todas las zonas potenciales de flujo.
- Prevenir el desarrollo de presiones sostenidas en las TR's.
- Evitar la contaminación de los acuíferos.
- Evitar la comunicación indeseable de fluidos entre distintas formaciones.
- Evitar el movimiento indeseable de fluidos dentro del pozo.
- Ser verificables.
-

5.4.4.1 Barrera activa

Es un dispositivo de sello mecánico o una columna de fluido. Puede ser irreversiblemente cerrado, por ejemplo, un tapón puente, un empacador de producción, colgador de tubería. En general, siempre tendrán presión en su lado corriente arriba.

5.4.4.2 Barrera potencial

Una Barrera "potencial" no controla de manera activa el fluido del pozo. Está disponible a demanda y se activa de ser requerida, (normalmente está abierta pero lista para cerrarse, por ejemplo: válvula de árbol de producción, BOP's).

5.4.4.3 Barrera temporal

Barrera diseñada para mantener un sello sobre un periodo de tiempo finito de acuerdo al propósito de la suspensión. Una Barrera temporal no se requiere extender a través de la sección transversal completa del pozo.

Estas Barreras se diseñan para contener la presión por un periodo de tiempo limitado durante una actividad específica; se debe probar de acuerdo a la presión máxima esperada en superficie y monitorearse de acuerdo a los procedimientos estándares. Los ejemplos típicos de Barreras temporales son: los BOP's, los equipos de control de presión y tapones recuperables.



GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP

5.4.4.4 Barrera permanente

Barrera que mantendrá un sello a través de toda la sección transversal del pozo y debe incluir todos los espacios anulares. Las Barreras permanentes permanecen dentro del pozo para proporcionar un aislamiento a largo plazo. Los elementos típicos que componen una barrera permanente en el área trasversal del pozo sin aparejo de producción son: cemento en el interior de TR, la misma TR, cemento en el espacio anular TR-agujero y la misma formación impermeable, ver figura No. 1.

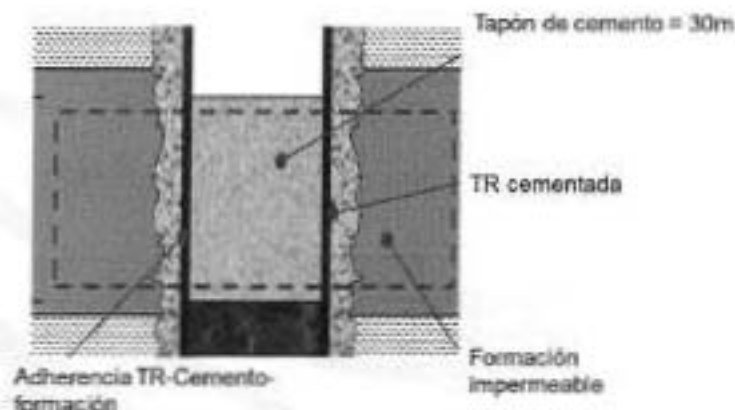


Figura No. 1. Elementos para una Barrera permanente.

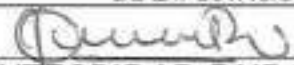
Las características de los materiales que conformarán estas Barreras deben cumplir con lo siguiente:

1. No deben expandirse o encogerse con el tiempo.
2. Que no se deterioren durante el tiempo para los cuales fueron diseñados.
3. Resistencia a los líquidos y gases del pozo (CO_2 , H_2S , hidrocarburos, entre otros).
4. Propiedades mecánicas para soportar las cargas, cambios de presión y temperatura establecidas en el diseño y construcción de cada pozo.

5.4.4.5 Barreras de Cemento

El cemento es el principal material de Abandono usado en el presente. No obstante, esto no previene el uso de otros materiales. Los materiales sustitutos deben cumplir con las características de una Barrera permanente y tener una prueba registrada de confiabilidad a largo plazo.



 PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	GO-DE-TC-0015-2019		PÁG: 25	DE: 95
	DICIEMBRE DE 2019		VERSIÓN:	SEGUNDA
	RESPONSABLE TÉCNICO:			
	NOMBRE Y CARGO:	GUSTAVO ALEJANDRO HIGA PINO SUPLENTE POR AUSENCIA DEL GERENTE DE INGENIERÍA DE INTERVENCIONES A POZOS DE EXPLOTACIÓN		
FIRMA:				
GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP				

Las siguientes consideraciones afectarán la integridad del pozo y deben ser analizados en el diseño de los trabajos de cementación conforme a las mejores prácticas establecidas en la Guía Operativa única para diseño y seguimiento a la ejecución de la cementación de pozos en PEP, clave: GO-DP-TC-0007-2018:

- Acondicionamiento del fluido de perforación y del pozo.
- Centralización de las tuberías de revestimiento.
- Control reológico de las lechadas (filtrado, agua libre, etc.)
- Tipo, longitud y densidades de baches lavadores y espaciadores.
- Densidades de las lechadas.
- Cartas de laboratorio de tiempo bombeable y esfuerzo compresivo.
- Pérdidas de circulación (control de las densidades equivalentes de circulación).
- Presencia de un ambiente corrosivo / con alto contenido de sal.
- Prácticas operativas de cementación.
- Temperatura del pozo.

Se debe documentar las condiciones de operación de los trabajos de cementación identificando como mínimo los aspectos descritos en la Tabla No. 9 que permitirán aceptar o rechazar al elemento de Barrera en caso de no contar con los registros de cementación.

Tabla No. 9. Condiciones de operación que deben evaluarse durante los trabajos de cementación.

Condición operativa	Criterios de aceptación para las Barreras
Pérdidas de circulación.	La cima de cemento debe cubrir las zonas impermeables ubicadas por arriba de las zonas potenciales de flujo.
Desviaciones en el programa de cementación, tales como: densidad de la lechada bombeada, volumen de lechada bombeada, volumen y densidades de los baches lavadores y espaciadores utilizados.	Debe existir un cumplimiento en la(s) densidad(es) y volumen(es) de la(s) lechada(s) de acuerdo a lo programado, así como, a los volúmenes y densidades de los baches lavadores y espaciadores.
Retornos prematuros de cemento a superficie/fondo marino.	No deben existir canalizaciones de cemento que impidan crear un sello hidráulico en el espacio anular.
Comportamiento de la presión de bombeo justo antes del acoplamiento de tapones.	La cima de cemento debe cubrir las zonas impermeables ubicadas por arriba de las zonas potenciales de flujo.



GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP

Condición operativa	Criterios de aceptación para las Barreras
(continuación)	
Influjo de fluidos antes, durante o después de los trabajos de cementación.	No deben existir trabajos de cementación ineficientes que pongan en riesgo del sello hidráulico en el espacio anular.
Fallas mecánicas de los accesorios/componentes utilizados: colgadores de liner, coples flotadores, cabezas de cementación.	No deben existir situaciones que puedan ocasionar contaminación del cemento y poner en riesgo el sello hidráulico en las zonas impermeables.

Las siguientes condiciones deben cumplirse cuando se colocan tapones de cemento que tienen como finalidad formar una Barrera permanente:

- Cemento detrás de la TR (validado por registros o condiciones de operación).
- TR centralizada con al menos el 70% en la zona identificada para la colocación de la Barrera permanente.
- Formación impermeable o con gradiente de fractura que soporte la presión de la zona con potencial de flujo.
- Longitudes de cemento detrás de TR's de acuerdo con los criterios del apartado 5.5.5

5.4.4.6 Fluido como Barrera

El fluido de control es considerado como Barrera independiente debido a que puede proporcionar el sobre balance y el método para sostener la columna de fluido por medio del enjarre, previniendo que se inyecte fluido a la formación debido al sobre balance.

Las salmueras u otros fluidos limpios por sí solos no pueden ser clasificados como Barreras independientes, ya que están diseñados para no dañar el área de los disparos en la formación y por lo tanto no pueden hacer un sello de la misma manera que el lodo de perforación.

Cuando la salmuera se usa como una columna de fluido que proporciona sobrebalance hidrostático (si la formación es permeable), la salmuera requiere estar aislada de la zona de disparos, por ejemplo, sobre un tapón puente para prevenir las pérdidas a la formación, reduciendo con ello la columna hidrostática. Por esta razón, la salmuera y el tapón (mecánico o de cemento) el cual retiene la salmuera no pueden considerarse como dos Barreras independientes, ya que la salmuera depende por completo de que el tapón no tenga fugas.



 POR EL BENEFICIO DE LA SOCIEDAD	PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN		GO-DE-TC-0015-2019	PÁG: 27	DE: 95
			DICIEMBRE DE 2019	VERSIÓN:	SEGUNDA
	RESPONSABLE TÉCNICO:				
	NOMBRE Y CARGO:	GUSTAVO ALEJANDRO HIGA PINO SUPLENTE POR AUSENCIA DEL GERENTE DE INGENIERÍA DE INTERVENCIONES A POZOS DE EXPLOTACIÓN			
FIRMA:					
GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP					

Por lo tanto, el fluido de control del pozo solo debe considerarse como una Barrera:

- Si está aislado del yacimiento por una Barrera mecánica o enjarre semipermeable,
- Si se coloca cantidad suficiente en el agujero para asegurar que la presión hidrostática del fluido excede la presión de yacimiento esperada y,
- Si el nivel de fluido es estable en la superficie, es decir, que se pueda monitorear de manera continua para asegurar el mantenimiento de la columna hidrostática y mantener el nivel según lo requiera el pozo.

5.4.4.7 Válvula de tormenta y Válvula de Seguridad Anular (ASV´s)

Bajo operaciones típicas relacionadas con el pozo en producción o fluyendo y cuando se llevan a cabo intervenciones, la Válvula de Seguridad Anular (ASV) o válvula de tormenta, solo debe ser utilizada como Barrera si se presentan las siguientes condiciones:

- La tasa de fuga debe ser "cero" en la dirección del flujo potencial,
- La válvula permanece abierta una vez que ha sido probada y,
- La línea de control está completamente aislada.

Estas válvulas podrán ser clasificadas como Barreras potenciales, sin embargo, se debe enfatizar que estas Barreras de seguridad son la última línea de contención en caso de alguna emergencia y no deben usarse como Barreras rutinarias.

5.4.4.8 BOP´s

Los BOP´s se describen como Barreras potenciales los cuales pueden referirse a cualquier combinación de tipo de ariete y preventores anulares para preventores de superficie, submarinos, línea de acero y tubería flexible.

Si uno o más arietes o anulares están cerrados, se prueban en dirección del flujo potencial y permanecen cerrados, el conjunto de BOP´s se considera como Barrera única. Lo anterior debido a la presencia de una sola brida/conexión al pozo independientemente del número de arietes/anulares que se puedan operar.

5.4.5 Longitud de las Barreras

Para el caso de los tapones de cemento, se requerirán de al menos 30 m de cemento con consistencia y de 60 m para Barreras combinadas.

Se debe colocar una longitud adicional para asegurar las longitudes indicadas por efectos de contaminación con los fluidos del pozo, un criterio establecido por el Oil and Gas UK (well decommissioning guidelines versión 2018) es de 150 m para asegurar los 30 m y de 250 m para garantizar los 60 m.



Este Documento es información reservada y para uso interno por parte del personal autorizado de Pemex Exploración y Producción. Ninguna parte de este puede circularse, citarse o reproducirse para su distribución externa, sin previa Autorización escrita de la Dirección General de Pemex Exploración y Producción

GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP

5.4.6 Pruebas a las Barreras

En la Tabla No. 10 se indican las pruebas que deben realizarse a las Barreras de acuerdo al tipo y ubicación.

Tabla No. 10. Pruebas a las Barreras.

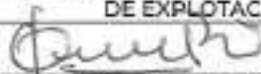
Tipo de Barrera	Ubicación de la Barrera	Tipo de prueba	
Barrera Primaria	Agujero entubado	Con peso y presión positiva	
	Agujero descubierta	Con peso	
	Agujero entubado	Con peso	
Barrera Secundaria	Agujero descubierta	Con peso	
	Agujero entubado	Con peso y presión positiva	
Barrera combinada	Agujero descubierta	Con peso	
Tipo de Barrera	Ubicación de la Barrera		Tipo de prueba
Tapón superficial	Agujero entubado	Con peso	

Notas:

- Las Barreras de pozo se deben probar con presión positiva en dirección del flujo siempre que sea posible.
- Cuando haya un medio mecánico como soporte, éste debe ser probado con presión y el tapón de cemento probarse solo con peso.
- Cuando se tenga una Barrera Primaria en agujero descubierta, la Barrera Secundaria en agujero entubado debe probarse adicionalmente con presión positiva.
- En el caso de tapones de cemento por circulación a través de tubing puncher, se debe verificar adicionalmente el espacio anular con una prueba de presión positiva y contabilizar el volumen requerido para alcanzar la presión de prueba.
- Solo en casos donde no sea posible realizar una prueba de presión positiva, una prueba de función (para elementos mecánicos) es aceptada como una prueba de verificación.

X



 PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	GO-DE-TC-0015-2019		PÁG: 29	DE: 95
	DICIEMBRE DE 2019		VERSIÓN:	SEGUNDA
	RESPONSABLE TÉCNICO:			
	NOMBRE Y CARGO:	GUSTAVO ALEJANDRO HIGA PINO SUPLENTE POR AUSENCIA DEL GERENTE DE INGENIERÍA DE INTERVENCIONES A POZOS DE EXPLOTACIÓN		
FIRMA:				
GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP				

Debido a que la Barrera del fluido no se puede someter a una prueba de presión, las mediciones de estabilidad y el monitoreo de las características del fluido son el único medio para calificar dicha Barrera y deben estar conforme a las características programadas (reología) de dicho fluido. La presión hidrostática del fluido debe exceder la presión de yacimiento considerando un margen adicional, sin llegar a la fractura de la formación expuesta más débil y considerando también los cambios de presión debido a los viajes (suaveo y pistoneo) así como, la densidad equivalente de circulación, para calificarla como Barrera.

Las pruebas negativas deben realizarse a la diferencial máxima esperada previo a los trabajos de lavado de pozos para la etapa de terminación o evaluación de formaciones y en los cambios de etapa cuando la densidad del fluido de perforación a utilizar de la siguiente etapa sea menor que la presión de poro máxima de la etapa anterior, el método a utilizar para realizar esta prueba depende del análisis técnico realizado en el Grupo VCDSE y adicionalmente en pozos de aguas profundas de acuerdo a lo descrito en el anexo V (Guía para realizar actividades de seguimiento de la integridad de pozos) de los lineamientos de perforación de pozos de la CNH, numeral 22 (empleo de las mejores prácticas en las actividades relacionadas con las tuberías de revestimiento y cementación en pozos en aguas profundas y pozos en aguas ultra profundas) sección V (pruebas de presión en tuberías de revestimiento) inciso d).

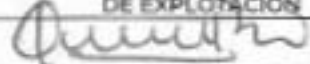
- **Pruebas con peso**

Para el caso de los tapones de cemento, la prueba con peso podrá ser realizada por cualquiera de los siguientes métodos:

- o Utilizando tubería franca (5-7 ton.).
- o Utilizando barrena/molino (5-7 ton.).
- o Utilizando línea de acero, tubería flexible o cable de registros eléctricos (la validación de la consistencia del cemento depende del peso disponible en la sarta).
- o Molienda de cemento con barrena o molino (empleando de 5 a 7 ton de peso y un tiempo >3 min/m).

Para el caso de medios mecánicos, la prueba con peso se debe realizar de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.



 PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	GO-DE-TC-0015-2019		PÁG: 30	DE: 95
	DICIEMBRE DE 2019		VERSIÓN:	SEGUNDA
	RESPONSABLE TÉCNICO:			
	GUSTAVO ALEJANDRO HICA PINO SUPLENTE POR AUSENCIA DEL GERENTE DE INGENIERÍA DE INTERVENCIONES A POZOS DE EXPLOTACIÓN			
NOMBRE Y CARGO:				
FIRMA:				
GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP				

- Prueba de presión positiva

Las pruebas de presión positiva deben realizarse en baja con 200-500 psi por 5 min con lecturas estables y en alta de 1.1 veces o 500 psi por encima de la presión más alta esperada en superficie con presión estabilizada durante 10 min; para las pruebas de las Barreras durante la vida productiva y hasta previo al Abandono, se debe considerar la presión más alta esperada en superficie de acuerdo a la presión actual registrada de la zona de influjo. Para tapones de Abandono, 500 psi por arriba de la presión de goteo de la zapata anterior por debajo de la Barrera, sin exceder la resistencia de la TR cumpliendo con los factores de seguridad establecidos en PEP.

- Prueba de presión negativa (Influjo o alijo)

Las pruebas de influjo se deben realizar por 30 minutos como mínimo con lecturas estabilizadas, debe existir un incremento de presión del 0%, es decir, sin mostrar incremento de presión en superficie y debe ser realizada con al menos la máxima presión diferencial esperada, calculada de la siguiente forma:

Presión diferencial esperada en el punto de interés = presión absoluta actual en el punto de interés - presión absoluta mínima a ejercerse en el punto de interés.

El tiempo de prueba podrá ser mayor dependiendo del volumen del pozo, compresibilidades del fluido utilizado y temperatura del pozo.

- Aceptación de las pruebas positivas

Para las pruebas positivas, no debe existir una caída de presión mayor al 10% durante un periodo de observación de 10 min, definido como el periodo de estabilización.

Con relación a las pruebas negativas, no debe existir un incremento de presión con un margen del 0% sobre el valor de presión dejada para alcanzar la equivalente deseada. Así mismo, se debe llevar el registro de volúmenes bombeados vs desplazados con la finalidad de identificar el ingreso de fluidos durante el aligeramiento de la columna.

- Frecuencia

✓ La Tabla No. 11 describe la frecuencia de las pruebas/validación de acuerdo al tipo de Barrera a utilizar durante la construcción y mantenimiento de pozos.



Este Documento es información reservada y para uso interno por parte del personal autorizado de Pemex Exploración y Producción. Ninguna parte de este puede circularse, citarse o reproducirse para su distribución externa, sin previa Autorización escrita de la Dirección General de Pemex Exploración y Producción.

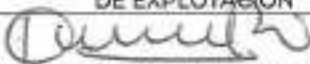
 PEMEX POR EL BRICATO DE LA SOBERANÍA	PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN		GO-DE-TC-0015-2019	PÁG: 31	DE: 95
			DICIEMBRE DE 2019		VERSIÓN:
	RESPONSABLE TÉCNICO:				
	NOMBRE Y CARGO:	GUSTAVO ALEJANDRO HIGA PINO SUPLENTE POR AUSENCIA DEL GERENTE DE INGENIERÍA DE INTERVENCIONES A POZOS DE EXPLOTACIÓN			
FIRMA:					
GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP					

Tabla No. 11. Frecuencia de las pruebas a las Barreras.

Barrera			Frecuencia
Tipo de Barrera	Barrera activa	Fluido de control	- Densidad/viscosidad cada 15 min. - Análisis de propiedades reológicas cada 12 hrs (o en intervalos de 6 hrs si el fluido presenta problemas de inestabilidad)
		Dispositivo de sello mecánico	Prueba por intervención
		Tapón de cemento	Prueba por intervención
	Barrera potencial	BOP's	- Pruebas de función cada 7 días - Pruebas de presión cada 14 días y como máximo cada 21 días
		Árbol de producción	Prueba por intervención
		Equipos de control de presión	- Pruebas de función cada 7 días - Pruebas de presión cada 14 días y como máximo cada 21 días

Para las Barreras de pozo instaladas de manera permanente tales como el árbol de producción o la válvula de tormenta se debe probar regularmente para confirmar que mantienen su integridad. Se debe contar con un plan de mantenimiento de pruebas de acuerdo a las recomendaciones del fabricante para la vida productiva.

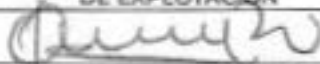
• Registro de las pruebas

Las Tablas o impresiones del equipo de prueba deben conservarse como registro de la prueba realizada y deben ser resguardadas en el expediente del pozo, se debe indicar el tipo de fluido utilizado para la realización de las pruebas y para el caso de pruebas positivas indicar adicionalmente el volumen requerido para alcanzar dicha presión de prueba.

• Prueba de función

Las pruebas de función (ejemplo: válvulas de tormenta, árbol de producción y válvulas de cabezal) deben realizarse en todas las válvulas/Barreras para asegurar que son capaces de funcionar de manera correcta en todo momento y se debe analizar el comportamiento de



 PEMEX POR EL PODER DE LA NATURALEZA	PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN		GO-DE-TC-0015-2019	PÁG: 32	DE: 95
			DICIEMBRE DE 2019	VERSIÓN:	SEGUNDA
	RESPONSABLE TÉCNICO:				
	CUSTAVO ALEJANDRO HIGA PINO SUPLENTE POR AUSENCIA DEL GERENTE DE INGENIERÍA DE INTERVENCIONES A POZOS DE EXPLOTACIÓN				
		NOMBRE Y CARGO:			
		FIRMA:			
GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP					

las presiones de acuerdo al manual del fabricante para validar su funcionamiento (válvulas de tormenta), el número de vueltas para su apertura o cierre (válvulas del medio árbol), entre otros.

5.4.7 Criterios para la selección de Barreras

Las Barreras de pozo se deben diseñar, seleccionar y construir con capacidad para:

- Soportar la presión diferencial y temperatura máximas a las que pueden estar expuestas (tomando en cuenta el abatimiento o regímenes de inyección en pozos adyacentes);
- Someterse a la prueba de presión, prueba de función o ser verificadas por otros métodos;
- Reestablecer una Barrera de pozo perdida o establecer otra Barrera de pozo alterna;
- Operar de manera competente y soportar el medioambiente al cual podrá estar expuesto con el tiempo;
- Determinar la posición/locación física y estatus de integridad en todo momento cuando tal monitoreo es posible; y
- Ser independientes entre sí y evitar que tengan elementos de Barrera comunes en la medida de lo posible.

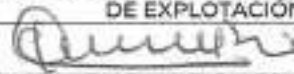
Se deben solicitar y documentar los registros de calidad de los elementos de Barreras a utilizar en el pozo. Esta información debe incluir los certificados y reportes de las pruebas de presión, así como, el certificado de aceptación del equipo.

La información de los materiales y equipos seleccionados que son utilizados para establecer las Barreras deben ser verificados contra las condiciones bajo las cuales estarán sometidos estos elementos de Barreras, lo anterior para confirmar que operarán dentro de los límites establecidos por el fabricante.

X



Este Documento es información reservada y para uso interno por parte del personal autorizado de Pemex Exploración y Producción. Ninguna parte de este puede circularse, citarse o reproducirse para su distribución externa, sin previa Autorización escrita de la Dirección General de Pemex Exploración y Producción

 PEMEX POR EL ESPÍRITU DE LA SINERGIÍA	PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN		GO-DE-TC-0015-2019	PÁG: 33	DE: 95
			DICIEMBRE DE 2019	VERSIÓN:	SEGUNDA
	RESPONSABLE TÉCNICO:				
	NOMBRE Y CARGO:	GUSTAVO ALEJANDRO HIGA PINO SUPLENTE POR AUSENCIA DEL GERENTE DE INGENIERÍA DE INTERVENCIONES A POZOS DE EXPLOTACIÓN			
		FIRMA:			
GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP					

5.5 INTEGRIDAD DE POZOS

5.5.1 Política de Integridad de pozos

Con la finalidad de mantener en todo momento el control de los fluidos dentro del pozo mediante la aplicación de Barreras y evitar el movimiento involuntario de fluidos entre las formaciones con diferentes presiones o la pérdida de contención al medio ambiente, todo el personal de Pemex Exploración y Producción que realice actividades de perforación, terminación, reparación, manejo de la producción y Abandono de pozos debe cumplir con lo siguiente:

1. Diseñar pozos de acuerdo a las condiciones esperadas de trabajo (esfuerzos, propiedades de fluidos, ritmo de corrosión).
2. Identificar los modos de falla durante las etapas de construcción y vida productiva y establecer las acciones de mejora para el diseño y construcción de los pozos siguientes.
3. Actualizar la envolvente de operación de acuerdo a las condiciones del pozo.
4. Establecer los requerimientos de operación y mantenimiento durante las etapas de diseño y construcción del pozo.
5. Identificar los riesgos potenciales en las etapas de diseño y construcción del pozo y establecer los planes de mitigación correspondientes.

5.5.2 Ciclo de vida del pozo

La integridad de un pozo depende de muchos factores a lo largo de su vida productiva y abarca las siguientes etapas: diseño, construcción, operación, mantenimiento, suspensión y Abandono, ver Figura No. 2.



Este Documento es Información reservada y para uso interno por parte del personal autorizado de Pemex Exploración y Producción. Ninguna parte de este puede circularse, citarse o reproducirse para su distribución externa, sin previa Autorización escrita de la Dirección General de Pemex Exploración y Producción

 PEMEX POR EL BIEN DE LA NACIÓN	PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN		GO-DE-TC-0015-2019	PÁG: 34	DE: 95	
			DICIEMBRE DE 2019	VERSIÓN:	SEGUNDA	
			RESPONSABLE TÉCNICO:			
			GUSTAVO ALEJANDRO HICA PINO			
		NOMBRE Y CARGO:	SUPLENTE POR AUSENCIA DEL GERENTE DE INGENIERÍA DE INTERVENCIONES A POZOS DE EXPLOTACIÓN			
		FIRMA:				
GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP						



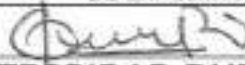
Figura No. 2. Ciclo de vida del pozo.

Con la finalidad de mantener la integridad del pozo durante todo su ciclo de vida, todo el personal de Pemex Exploración y Producción que realice actividades de perforación, terminación, reparación, manejo de la producción y Abandono de pozos debe cumplir con lo siguiente:

- Asegurar que los roles organizacionales y las responsabilidades sean específicos y entendidos por todo el personal.
- Diseñar y construir los pozos tomando en cuenta todos los peligros y normatividad vigente con el fin de reducir el riesgo de las personas, el medioambiente y las instalaciones.
- Asegurar que todas las fases del ciclo de vida del pozo se consideren en el diseño.
- Usar procedimientos actualizados.
- Mantener la comunicación efectiva con todo el personal involucrado.
- Tener las competencias de personal requeridas.



Este Documento es información reservada y para uso interno por parte del personal autorizado de Pemex Exploración y Producción. Ninguna parte de este puede circularse, citarse o reproducirse para su distribución externa, sin previa Autorización escrita de la Dirección General de Pemex Exploración y Producción

 PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	GO-DE-TC-0015-2019		PÁG: 35	DE: 95
	DICIEMBRE DE 2019		VERSIÓN:	SEGUNDA
	RESPONSABLE TÉCNICO:			
	NOMBRE Y CARGO:	GUSTAVO ALEJANDRO HIGA PINO SUPLENTE POR AUSENCIA DEL GERENTE DE INGENIERÍA DE INTERVENCIONES A POZOS DE EXPLOTACIÓN		
FIRMA:				
GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP				

- Definir la entrega de responsabilidades entre cada etapa del ciclo de vida.
- Disponer de sistemas que permitan medir el desempeño, la evaluación y mejora continua.

Las actividades definidas en cada fase del ciclo de vida del pozo deben ser capaces de proporcionar lo siguiente:

- Un rastreo auditable de actividades en el manejo de integridad y responsabilidades en todas las fases.
- Prácticas de trabajo consistentes y procesos de revisión de todas las actividades en el manejo de la integridad del pozo.
- Flujo controlado de documentación para el aseguramiento de calidad.
- Medio para asegurar el cumplimiento con los requerimientos regulatorios.

5.5.3 Consideraciones para las etapas de Visualización, Conceptualización y Definición del proceso VCDSE de PEP.

5.5.3.1 Análisis de riesgos

La responsabilidad de identificar, evaluar y mitigar los riesgos del pozo recae en el grupo multidisciplinario VCDSE.

Durante las fases de diseño se debe incluir una evaluación de las condiciones del subsuelo y la identificación de todos los riesgos potenciales. Los riesgos identificados incluyendo los riesgos a la seguridad y ambientales deben registrarse e identificar las mitigaciones de riesgo apropiadas.

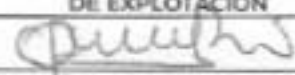
Las evaluaciones de riesgo se deben planear y conducir durante todas las fases del ciclo de vida del pozo y se deben actualizar cuando exista alguna situación o condición que no haya sido considerada durante el diseño del pozo.

Con la finalidad de identificar todos los riesgos de cada escenario de pozo seleccionado, durante la fase de visualización se debe disponer y analizar como mínimo la siguiente información en cada uno de ellos:

1. Tipo de arquitectura (vertical, desviado, horizontal)
2. Tipo de pozo (productor de aceite, productor de gas, inyector, con sistema artificial de producción)



Este Documento es información reservada y para uso interno por parte del personal autorizado de Pemex Exploración y Producción. Ninguna parte de este puede circularse, citarse o reproducirse para su distribución externa, sin previa Autorización escrita de la Dirección General de Pemex Exploración y Producción

 PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	GO-DE-TC-0015-2019	PÁG: 36	DE: 95
	DICIEMBRE DE 2019	VERSIÓN:	SEGUNDA
	RESPONSABLE TÉCNICO:		
	NOMBRE Y CARGO:	GUSTAVO ALEJANDRO HIGA PINO SUPLENTE POR AUSENCIA DEL GERENTE DE INGENIERÍA DE INTERVENCIONES A POZOS DE EXPLOTACIÓN	
FIRMA:			
GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP			

3. Presiones de diseño:
 - ✓ Presiones máximas y mínimas de las formaciones a perforar
 - ✓ Presiones de fractura de las formaciones a perforar
 - ✓ Presiones máximas esperadas en superficie
4. Límites de producción
 - ✓ Gastos de producción máximos y mínimos
 - ✓ Composición esperada de los fluidos producidos o inyectados
 - ✓ Estrategia de estimulación
 - ✓ Temperaturas máximas y mínimas esperadas en superficie/fondo marino
5. Requerimientos de vida productiva de pozo por diseño
6. Tipo de terminación
 - ✓ Sencilla/doble
 - ✓ Agujero descubierto/entubado
 - ✓ Sistemas de control de arena requeridos

De la misma forma se deben identificar y analizar requerimientos específicos, el siguiente listado da un ejemplo de las condiciones especiales que deben considerarse:

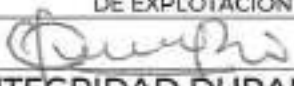
- ✓ Requerimientos de presiones máximas y mínimas durante la operación del pozo.
- ✓ Profundidades de asentamiento de válvulas de tormenta debido a problemas de hidratos.
- ✓ Cementación de TR's para proteger mantos freáticos.
- ✓ Consideraciones especiales que pueden afectar el diseño de la Barrera, ejemplo: sistemas artificiales de producción o pozos con 01 sola Barrera.
- ✓ Requerimientos de cementación, incluyendo alturas mínimas de las cimas de cemento de las TR's, tapones de cemento, cementaciones remediales requeridas.
- ✓ Regulaciones de agentes normativos que afecten del diseño de pozos.

Adicionalmente y donde sea aplicable, se debe considerar para el análisis de riesgos lo siguiente:

- ✓ Efectos de la corrosión externa.
- ✓ Fatiga de componentes estructurales.
- ✓ Fatiga de cabezales submarinos.
- ✓ Cargas de compactación/subsidencia.
- ✓ Colapso de formaciones.



Este Documento es información reservada y para uso interno por parte del personal autorizado de Pemex Exploración y Producción. Ninguna parte de este puede circularse, citarse o reproducirse para su distribución externa, sin previa Autorización escrita de la Dirección General de Pemex Exploración y Producción

 PEMEX POR EL PORVENIR DE LA SUBSISTENCIA	PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN		CO-DE-TC-0015-2019	PÁG: 37	DE: 95
			DICIEMBRE DE 2019		VERSIÓN:
	RESPONSABLE TÉCNICO:				
	NOMBRE Y CARGO:	GUSTAVO ALEJANDRO HIGA PINO SUPLENTE POR AUSENCIA DEL GERENTE DE INGENIERÍA DE INTERVENCIONES A POZOS DE EXPLOTACIÓN			
FIRMA:					
GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP					

Durante la fase de Conceptualización se debe realizar los análisis de riesgos de los escenarios seleccionados e identificar las medidas de mitigación necesarias para lograr un nivel de riesgo aceptable.

En la Tabla No. 12 se muestra un ejemplo del mapa de riesgo y plan de contingencia por etapa de los principales riesgos potenciales identificados que deben tenerse como entregable durante la fase de Definición.

Tabla No. 12. Ejemplo de un mapa de riesgo y planes de mitigación.

Registro de Riesgos - Análisis y Control de Riesgos (HARC)											
Doc. Ref:	Programa Autorizado			Tarea / Proceso Evaluado:							
Revisión:	1			Localización:			Equipo/ Sin equipo				
Fecha:	día-mes-año			Equipo de Evaluación:			Equipo de Trabajo				
Operación:	Construcción o Mantenimiento			Aprobado por:			Lider VCDSE, Coordinador de Diseño y Seguimiento de Intervenciones a Pozos				
Actividad del / pozos	PELIGRO		RIESGO INICIAL		MEDIDAS DE CONTROL		RIESGO RESIDUAL		STATUS	UPDATE	
	Descripción del Peligro y peores consecuencias sin medidas de prevención o Mitigación en sitio	Categoría de la Pérdida / Población Afectada	Probabilidad	Severidad	Nivel de Riesgo		Probabilidad	Severidad			Nivel de Riesgo
					Colocar todas las medidas de control actuales y planificadas, tomando en cuenta todos los factores que contribuyen y agravan						
						Medidas de Prevención actuales y planeadas para reducir la probabilidad	Medidas de mitigación actuales y planeadas para reducir la severidad				
Etapas o Actividad	Riesgo 1	Proceso Económico Ambiental	Pasible	Mayor (-3)	Indeterminable (-9)	Medida de Prevención 1 (actual o planeada)	Medida de mitigación 1 (actual o planeada)	Poco probable (-2)	Serio (-2)	Pasible (-4)	
	Riesgo 2	Proceso Económico Ambiental	Improbable	Serio (-2)	Asesable (-2)	Medida de Prevención 2 (actual o planeada)	Medida de mitigación 2 (actual o planeada)	Improbable (-1)	Ligero (-1)	Indefinido (-1)	

5.5.3.2 Diseño de pozos

El grupo multidisciplinario VCDSE debe analizar como mínimo las siguientes consideraciones que afectarán a la Integridad del pozo durante el ciclo de vida:

- Capacidad estructural del conductor y la siguiente sarta de TR para dar soporte a las cargas axiales impartidas por la TR interna suspendida y las sargas de tubería, cabezales y cargas del BOP, cargas operativas, etc.



Este Documento es información reservada y para uso interno por parte del personal autorizado de Pemex Exploración y Producción. Ninguna parte de este puede circularse, citarse o reproducirse para su distribución externa, sin previa Autorización escrita de la Dirección General de Pemex Exploración y Producción.

X



GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP

- Capacidad estructural para soportar las cargas de pega – torque y momento de flexión.
- Diseño de tuberías de revestimiento y aparejos de producción.
- Determinación del ciclo de vida de erosión y corrosión.
- Selección de la metalurgia de la terminación (tubería de revestimiento de explotación, tubería de producción, componentes, etc.).
- Integridad del ciclo de vida en los sellos de componentes (colgador de liner, cabezal, árbol de producción, etc.).
- Capacidad de aislamiento en las zonas cementadas.
- Cumplimiento a la filosofía de doble Barrera durante el ciclo de vida.
- Capacidad para taponar y abandonar el pozo de acuerdo con la normatividad vigente.
- Cumplimiento a las pruebas de aceptación de fábrica (FAT) de las válvulas de seguridad válvulas de tormenta, árbol de válvulas, empacador de producción, camisas deslizables y válvulas de seguridad anular.
- Cumplimiento a las pruebas PCT/TCT para las salmueras utilizadas como fluido de terminación.

Con relación a las cargas de análisis, se deben considerar todas las cargas posibles:

- ✓ Presión interna
- ✓ Presión externa
- ✓ Temperatura
- ✓ Tensión
- ✓ Torsión
- ✓ Pandeo
- ✓ Vibración
- ✓ Compresión
- ✓ Cargas de fatiga

Así mismo, se deben considerar todas las actividades y escenarios que puedan ocurrir durante el ciclo de vida del pozo, por ejemplo:

- ✓ Perforación
- ✓ Terminación
- ✓ Producción
- ✓ Pruebas de presión
- ✓ Evacuación de tuberías
- ✓ Inyección



CO-DE-TC-0015-2019	PÁG: 39	DE: 95
DICIEMBRE DE 2019	VERSIÓN:	SEGUNDA
RESPONSABLE TÉCNICO:		
NOMBRE Y CARGO:	GUSTAVO ALEJANDRO HICA PINO SUPLENTE POR AUSENCIA DEL GERENTE DE INGENIERÍA DE INTERVENCIONES A POZOS DE EXPLORACIÓN	
FIRMA:		

GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP

- ✓ Control de pozo
- ✓ Reparaciones mayores y menores
- ✓ Suspensión
- ✓ Abandono de pozo

Aseguramiento de flujo

Se deben identificar los problemas de aseguramiento de flujo que se pudieran presentar durante el ciclo de vida del pozo, así como, establecer los requerimientos para el manejo y control a través de procedimientos específicos a cada pozo.

El aseguramiento de flujo debe incluir:

- Erosión debido a la arena y sólidos
- Corrosión (CO_2 , H_2S , retornos de ácido usado)
- Incrustaciones y precipitación de sal
- Formación de hidratos y bloques
- Asfaltenos/ceras
- Emulsiones/químicos

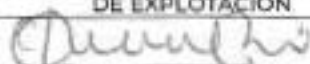
Si se tiene duda acerca de la integridad del fondo del pozo, se deben planear operaciones de intervención para propósitos de evaluación. El valor de la información obtenida debe compararse contra los riesgos asociados en la operación de intervención de pozo requerida.

Diagramas de Barrera de pozo

Se debe definir el número y tipo de Barreras que se emplearán durante las distintas etapas del ciclo de vida del pozo, así como, identificar en un diagrama como el que se muestra en el anexo 6.2, todos los elementos de Barreras y pruebas de verificación realizadas. Los diagramas de Barrera de pozo se deben preparar por cada actividad y operación en el pozo.

Así mismo, se debe preparar un diagrama de Barrera de pozo:

- Cuando un nuevo componente de pozo actúa como elemento de Barrera;
- Para ilustración del pozo completado con árbol de producción (planeado y construido);
- Para la terminación o intervención en pozo con elementos de Barreras deficientes;
- Para el estatus final de los pozos abandonados de manera permanente.

 PEMEX CON EL FORTALECIMIENTO DE LA SUBSISTENCIA	PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN		CO-DE-TC-0015-2019	PÁG: 40	DE: 95
			DICIEMBRE DE 2019		VERSIÓN:
	RESPONSABLE TÉCNICO:				
	NOMBRE Y CARGO:	GUSTAVO ALEJANDRO HIGA PINO SUPLENTE POR AUSENCIA DEL GERENTE DE INGENIERÍA DE INTERVENCIONES A POZOS DE EXPLOTACIÓN			
FIRMA:					
GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP					

No es necesario hacer un nuevo diagrama cuando los elementos y la activación de las Barreras de pozo no han cambiado.

El diagrama de Barreras del pozo debe contener como mínimo la siguiente información:

- Un dibujo que ilustre las Barreras de pozo, con la Barrera de pozo primaria dibujada en color azul y la Barrera de pozo secundaria dibujada en color rojo.
- La integridad de la formación cuando la formación es parte de la Barrera de pozo.
- Yacimientos/fuentes potenciales de influjo.
- Lista de los elementos de Barreras con requerimientos de verificación inicial y requerimientos de monitoreo.
- Todas las tuberías de revestimiento y cemento. La tubería de revestimiento y cemento (incluyendo cimas) definidas como elementos de Barrera se deben etiquetar con su tamaño y profundidad (mv y md).
- Presiones máximas permisibles en cada espacio anular.
- Presión máxima permisible en TP.
- Información del pozo (nombre y tipo de pozo, estado actual, etc.)
- Estado actual de las Barreras del pozo – planeado o construido-.
- Describir cualquier elemento de Barrera fallado o inhabilitado.
- Un campo de notas para información importante sobre la integridad de pozo (anomalías, excepciones, etc.).

El diagrama de Barreras de la etapa de terminación formará parte del libro de proyecto y reflejará el estado que guardan los elementos de las Barreras al término de la construcción del pozo, debe ser actualizado cada vez que se realicen pruebas de verificación de los elementos de Barreras durante la vida productiva y durante cada una de las intervenciones que se realicen. Este esquema puede utilizarse para un pozo individual o un pozo tipo.

Límites de operación del pozo

La envolvente operativa de pozo muestra los límites operativos del pozo expresados en términos de presiones máximas de superficie, temperaturas, gastos, tipo de fluidos, exposición a productos químicos y presiones anulares máximas (MAASP's).

Para la construcción del pozo, se deben establecer los límites de operación del pozo de acuerdo al Anexo 6.2 y con base en lo siguiente:

- ❖ Límites de operación para las conexiones superficiales de control:



Este Documento es información reservada y para uso interno por parte del personal autorizado de Pemex Exploración y Producción. Ninguna parte de este puede circularse, citarse o reproducirse para su distribución externa, sin previa Autorización escrita de la Dirección General de Pemex Exploración y Producción

GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP

- H_2S
- CO_2
- Presión de trabajo
- Presiones de prueba
- Presión de operación
- Temperatura máxima

❖ Límites de operación para la TR-formación por cada etapa de construcción:

- Presión de fractura en la zapata o zona más débil esperada.
- Presión interna de la TR's expuestas.
- Velocidad de introducción de la TR para evitar pistoneo.
- Velocidad de introducción de la sarta de perforación para evitar pistoneo.
- Velocidad de extracción de la sarta de perforación para evitar suaveo.
- Volumen máximo de influjo sin fracturar la zona más débil.

Para la vida productiva del pozo, las envolventes operativas de pozo se deben establecer a través de la siguiente secuencia de cálculo para pozos productores e inyectores y deben utilizarse el formato del Anexo 6.3:

1. Establecer el máximo potencial del pozo.
2. Determinar las presiones de fondo (mínimas y máximas) a las cuales estará expuesto el pozo.
3. Determinar las temperaturas (mínimas y máximas) de fondo y superficie para definir la envolvente de temperatura. Con ello se deben establecer los límites operacionales de los equipos que estarán expuestos a estas temperaturas.
4. Determinar las propiedades del fluido de yacimiento, productos químicos para tratamiento (manejo de aseguramiento de flujo), incrustaciones, CO_2 , H_2S , asfaltenos, hidratos, cera, parafina etc. a los que estarán expuestos los equipos y elastómeros.
5. Establecer los límites mecánicos del pozo y sus elementos críticos de seguridad (presión, temperatura, H_2S , CO_2 , arena, corrosión). Definir las presiones de trabajo para las tuberías de revestimiento, aparejo de producción, elastómeros, cemento, cabezal, árbol de producción, estrangulador y línea de flujo. Realizar un análisis de esfuerzos y movimiento de tubería para establecer los límites mecánicos del pozo.
6. Establecer los límites para el movimiento de cabezales, cargas cíclicas debido a fatigas (risers de producción, tuberías conductoras en aguas profundas).
7. Determinar el riesgo de producción de arena, límites para el transporte y erosión (desarrollar un plan para el manejo de arena).



GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP

8. Establecer la envolvente operativa: Comparar las condiciones de operación del pozo establecidas contra los límites de los equipos y definir la envolvente operativa de integridad de pozo.
9. Establecer las presiones máximas permisibles de los espacios anulares en superficie, (MAASP).

La envolvente operativa del pozo cambiará con el tiempo al cambiar las condiciones de producción de pozo y se deben realizar las actualizaciones correspondientes.

Manejo de presión anular

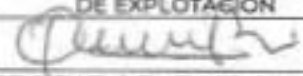
La MAASP se define como la máxima presión de los espacios anulares en superficie que se puede aplicar antes de que el componente más débil falle, las fuentes más comunes de presión que se pueden presentar durante el ciclo de vida del pozo son las siguientes:

- Debido a efectos de temperatura.
- Fuga proveniente de otro anular
- Impuesta para la operación del pozo (bombeo neumático)

La MAASP debe incluir un factor de seguridad con la finalidad de tomar en cuenta los tiempos de reacción operativa, este factor de seguridad debe ser del 10% por debajo del valor calculado. La presión máxima en superficie del anular durante el arranque de pozo y durante todo el ciclo de vida del pozo, está determinada por la resistencia de los tubulares, componentes de terminación, características del fluido del anular y condiciones ambientales.

A continuación, se presentan algunas consideraciones para el cálculo de la MAASP:

- Los valores MAASP se deben determinar para todos los grados, tamaños y resistencias de los tubulares en sargas mixtas de las tuberías de revestimiento o aparejo de producción.
- Para el cálculo de la MAASP del anular A, no se debe exceder de la presión de prueba de la tubería de revestimiento de producción. Si la presión de prueba es mayor que la presión de colapso de la tubería de producción, entonces la MAASP se debe calcular con base al valor más bajo. Se debe incorporar un factor de seguridad adicional para tomar en cuenta la reducción de espesor de pared debido a la erosión y/o corrosión durante la vida del pozo. Para los anulares B, C, D y demás, el valor de prueba de

 PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	GO-DE-TC-0015-2019	PÁG: 43	DE: 95
	DICIEMBRE DE 2019	VERSIÓN:	SEGUNDA
	RESPONSABLE TÉCNICO:		
	NOMBRE Y CARGO:	GUSTAVO ALEJANDRO HIGA PINO SUPLENTE POR AUSENCIA DEL GERENTE DE INGENIERÍA DE INTERVENCIONES A POZOS DE EXPLOTACIÓN	
FIRMA:			
GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP			

goteo (LOT) o prueba de integridad de formación (FIT) se debe considerar en el cálculo de la MAASP.

- Se deben considerar los factores de seguridad establecidos por la empresa.
- Se deben considerar las densidades más bajas de los fluidos en los espacios anulares por efecto de la depositación de sólidos en el tiempo para el cálculo de la MAASP durante la vida media-tardía del pozo.
- Si las cimbras de cemento están dentro de la tubería de revestimiento, entonces el rompimiento de fractura de la formación se puede descartar. Sin embargo, la presión del espacio anular podría hacer que la adherencia del cemento falle, por lo tanto, se debe considerar un margen de seguridad si la MAASP calculada es alta.
- Para los casos donde la MAASP resulte difícil de manejarse, por ejemplo, casos de tubería vacía, se debe realizar una evaluación de riesgos con la finalidad de identificar los controles que se pudieran establecer para asegurar que este caso no ocurra y, por lo tanto, permitir que la MAASP sea mayor.
- Se debe calcular de manera continua el valor de la MAASP de acuerdo al perfil de presión fluuyente durante el ciclo de vida del pozo, donde se utilice bombeo neumático se requerirán los cálculos de la MAASP.

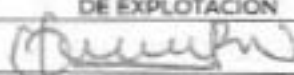
Para los pozos donde solo se puede monitorear el anular A (pozos submarinos), la posibilidad de comunicación entre los anulares se debe considerar y evaluar. Se debe asumir que cada anular está atrapado, es decir que no hay acceso a la formación por debajo de la zapata y que cualquier aumento de presión debe por lo tanto estar contenido dentro del anular. Se debe determinar una sola MAASP para el pozo, el cual incorpora la MAASP por cada anular.

Cálculos de la MAASP

Existen cinco criterios de falla para cada anular, el cual debe calcularse de manera individual para determinar el modo de falla crítica y por lo tanto el valor mínimo es el que debe considerarse como la MAASP para ese anular en particular. Los criterios son los siguientes (analizando como referencia el anular A, con excepción del No. 4):

X



 PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	GO-DE-TC-0015-2019	PÁG: 44	DE: 95
	DICIEMBRE DE 2019	VERSIÓN:	SEGUNDA
	RESPONSABLE TÉCNICO:		
	GUSTAVO ALEJANDRO HICA PINO SUPLENTE POR AUSENCIA DEL GERENTE DE INGENIERÍA DE INTERVENCIONES A POZOS DE EXPLOTACIÓN		
	NOMBRE Y CARGO:		
	FIRMA:		
GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP			

1. Clasificación de Cabezal

$$MAASP = P_{cab}$$

Donde:

- MAASP = Presión máxima permisible en superficie del espacio anular (psi)
- P_{cab} = Presión máxima de trabajo del cabezal (psi)

2. Estallido de tubería de revestimiento

$$MAASP = [(P_e / F_{Se}) - ((GFA - GFB) \cdot TVD)]$$

Donde:

- MAASP = Presión máxima permisible en superficie del espacio anular (psi)
- P_e = Presión de estallido (psi)
- F_{Se} = Factor de seguridad de estallido
- GFA = Gradiente del fluido anular A (psi/m)
- GFB = Gradiente del fluido anular B (psi/m)
- TVD = Profundidad del peor caso (m)

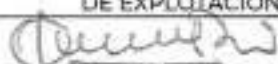
3. Colapso del aparejo de producción

$$MAASP = [(P_c / F_{Sc}) - ((GFA - GFT) \cdot TVD)]$$

Donde:

- MAASP = Presión máxima permisible en superficie del espacio anular (psi)
- P_c = Presión de colapso (psi)
- F_{Sc} = Factor de seguridad de colapso
- TVD = Profundidad del peor caso (m)
- GFA = Gradiente del fluido anular A (psi/m)
- GFT = Gradiente del fluido en el aparejo de producción (psi/m)



 PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	GO-DE-TC-0015-2019	PÁG: 45	DE: 95
	DICIEMBRE DE 2019	VERSIÓN:	SEGUNDA
	RESPONSABLE TÉCNICO:		
	NOMBRE Y CARGO:	GUSTAVO ALEJANDRO HIGA PINO SUPLENTE POR AUSENCIA DEL GERENTE DE INGENIERÍA DE INTERVENCIONES A POZOS DE EXPLOTACIÓN	
FIRMA:			
GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP			

4. Fractura de la formación (cuando aplique)

En la determinación del gradiente de fractura, el valor de goteo se debe tomar de las pruebas realizadas cuando se perforó la zapata, o del peso de lodo más alto (la densidad equivalente de circulación) usado en la siguiente sección de agujero. Esto no aplica al anular A, u otros anulares donde no se tiene la comunicación con la formación.

$$MAASP = [Dz \times (LOT - MG)]$$

Donde:

- MAASP = Presión máxima permisible en superficie del espacio anular (psi)
- Dz = Profundidad de zapata (m)
- LOT = Valor de la prueba de goteo (psi/m)
- MG = Gradiente de lodo (psi/m)

5. Componentes de terminación

Esto incluye todos los componentes de terminación en el anular expuestos a la presión, incluyendo cables sensibles a la presión.

$$MAASP = [(Pcc/FSc) - ((GFA-GFT)*TVD)]$$

Donde:

- MAASP = Presión máxima permisible en superficie del espacio anular (psi)
- Pcc = Presión de colapso del componente de terminación (psi)
- FSc = Factor de seguridad de colapso
- GFA = Gradiente del fluido anular A (psi/m)
- GFT = Gradiente del fluido en el aparejo de producción (psi/m)
- TVD = Profundidad del componente de terminación (m)

Para el caso del análisis de la presión diferencial de los empacadores de producción se debe considerar lo siguiente:

$$MAASP = [(Pemp/FS) + Pform - (GFA*TVD) - ((TVDform - TVDemp)*GFF)]$$



 PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	GO-DE-TC-0015-2019	PÁG: 46	DE: 95
	DICIEMBRE DE 2019	VERSIÓN:	SEGUNDA
	RESPONSABLE TÉCNICO:		
	GUSTAVO ALEJANDRO HICA PINO SUPLENTE POR AUSENCIA DEL GERENTE DE INGENIERÍA DE INTERVENCIONES A POZOS DE EXPLOTACIÓN		
NOMBRE Y CARGO:			
FIRMA:			
GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP			

Donde:

- MAASP = Presión máxima permisible en superficie del espacio anular (psi)
- Pemp = Presión de trabajo del empacador (psi)
- Pform = Presión de formación (psi)
- FS = Factor de seguridad
- GFA = Gradiente del fluido anular A (psi/m)
- TVD = Profundidad del empacador (m)
- TVDform = Profundidad de la formación (m)
- TVDemp = Profundidad de la empacador (m)
- GFF = Gradiente de los fluidos de formación (psi/m)

Adicionalmente, se debe establecer el valor mínimo de la presión en cada anular con base a lo siguiente:

- Presión mínima de observación.
- Respaldo de tubulares, para evitar colapso de la siguiente TR.
- Soporte a elementos de Barreras (empacador de producción).
- Para pozos submarinos, el límite inferior debe estar por arriba de la presión hidrostática de la columna de agua.
- El rango de operación es aplicable únicamente a anulares accesibles que permitan el desfogue o incremento de presión. Para aquellos anulares que no tengan acceso (pozos submarinos, con excepción del anular "A") se debe asegurar que los anulares se mantienen íntegros durante toda la vida productiva del pozo.

5.5.4 Consideraciones para la etapa de Seguimiento y Evaluación

5.5.4.1 Perforación

Durante la construcción del pozo, se deben seguir las siguientes acciones en todo momento para asegurar la integridad del pozo:

- Monitorear y predecir la presión de poro en el pozo de acuerdo a los eventos ocurridos durante la perforación en tiempo real (ventana operativa actualizada en tiempo real) de acuerdo a lo establecido en la Guía Operativa de diseño y operación de modelos geomecánicos para pozos de desarrollo y exploración en PEP, clave: GO-DP-DI-0030-2018.
- Medir el peso de lodo y mantener la densidad programada de acuerdo a la frecuencia establecida en la Tabla No 11.



Este Documento es información reservada y para uso interno por parte del personal autorizado de Pemex Exploración y Producción. Ninguna parte de este puede circularse, citarse o reproducirse para su distribución externa, sin previa Autorización escrita de la Dirección General de Pemex Exploración y Producción

GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP

- Monitorear y responder a los niveles de gas de fondo, viajes y conexiones.
- Verificar el control primario con verificaciones de flujo según sea necesario.
- Mantener el agujero lleno en todos los viajes (atendiendo un decremento de presión $\leq 5 \text{ kg/cm}^2$).
- Reaccionar de inmediato ante la sospecha de un brote cerrando el pozo.
- Identificar y actuar ante la presencia de pérdidas de circulación.
- Evaluar las operaciones de cementación de TR's (evidenciando sello hidráulico de las formaciones con potencial de flujo).
- Cumplimiento a las pruebas de preventores de acuerdo a lo establecido en la Tabla 11.
- Documentar las pruebas de goteo/integridad calculando la tolerancia al brote y la máxima presión permisible en superficie para la perforación de la etapa siguiente.
- Supervisar en todo momento la protección de los perfiles de sello de los cabezales de TR's.
- Asegurar que se lleven a cabo los procedimientos específicos para la conexión y apriete de tubulares incluyendo los aprietes óptimos de acuerdo a cada tipo de junta.
- Analizar el desgaste de TR's ocasionado por tiempos de rotación excesivos, debido a etapas de perforación largas o con problemas, especialmente en pozos profundos y desviados y tomar las acciones de corrección necesarias para asegurar la integridad del pozo durante su construcción y vida productiva del mismo.
- Si las condiciones encontradas durante la construcción del pozo son significativamente diferentes a lo programado, se debe revisar el diseño original tomando en cuenta las condiciones reales observadas, empleando el proceso de administración de cambios y actualizando el análisis de riesgos del pozo con base a las nuevas condiciones.

Para operaciones donde no se cuente con una columna de fluido en sobrebalance, se necesita una Barrera activa en todo momento para prevenir el flujo del pozo, tal es el caso de los equipos MPD. Los integrantes del equipo de seguimiento deben supervisar las pruebas, inspecciones y solicitar las evidencias de los mantenimientos preventivos a estos equipos previo a su utilización.

5.5.4.2 Prueba de Pozo

La fase de prueba de pozo cubre una operación de producción temporal (o inyección) para obtener información.

GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP

Se debe identificar y probar el límite de contención de presión antes iniciar con las operaciones de prueba de pozo, los siguientes equipos son un ejemplo del límite de contención:

- Tubería de revestimiento y/o liner cementado
- Sellos del colgador de la tubería de revestimiento en el cabezal
- BOP de plataforma con ariete cerrado alrededor de la sarta, slick joint o árbol submarino de prueba (SSTT)
- Tubería de producción
- Empacador recuperable (parte de la sarta DST).

Otras Barreras potenciales incluyen:

- Válvula de prueba de fondo de pozo
- SSTT
- Válvulas de la cabeza de prueba

Los integrantes del equipo de seguimiento son los responsables de la integridad del pozo durante ejecución de las operaciones, por lo que se debe llevar a cabo la planeación y manejo de las operaciones y su responsabilidad es la supervisión de la ejecución del programa de trabajo conforme al diseño y cumpliendo con la normatividad aplicable, así mismo, deben atestiguar las pruebas y monitoreo de todas las Barreras de pozo para asegurar la integridad en todo momento.

Para las operaciones en aguas profundas:

- Evidenciar mediante registros/gráficas el espaciamento submarino.
- Validar el documento con los lineamientos de operación específicos (WSOG).

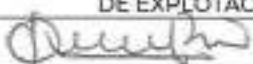
5.5.4.3 Terminación de Pozo

Durante la terminación de pozos, el control primario debe incluir como mínimo los siguientes equipos:

- Empacador de producción (con excepción de las terminaciones tubing less)
- Tubería de producción
- Colgador de tubería
- Válvula de seguridad (donde aplique)




Este Documento es información reservada y para uso interno por parte del personal autorizado de Pemex Exploración y Producción. Ninguna parte de este puede circularse, citarse o reproducirse para su distribución externa, sin previa Autorización escrita de la Dirección General de Pemex Exploración y Producción

 PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	CO-DE-TC-0015-2019		PÁG: 49	DE: 95
	DICIEMBRE DE 2019		VERSIÓN:	SEGUNDA
	RESPONSABLE TÉCNICO:			
	NOMBRE Y CARGO:	GUSTAVO ALEJANDRO HIGA PINO SUPLENTE POR AUSENCIA DEL GERENTE DE INGENIERÍA DE INTERVENCIONES A POZOS DE EXPLOTACIÓN		
FIRMA:				
GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP				

- Árbol de producción
- Componentes adicionales de terminación que permiten el acceso al espacio anular (camisas deslizables, válvulas para bombeo neumático, válvula de inyección de químicos, etc.)

Mientras se realiza la instalación de la terminación, el límite de contención de presión es el mismo para todas las operaciones de perforación. Los procedimientos de control de pozo se deben revisar antes de iniciar las operaciones de terminación, los cuales incluirán:

- Verificación de la capacidad del BOP para cerrar alrededor de la tubería y de los componentes del aparejo.
- Verificar la existencia de procedimientos alternativos si el corte no es posible.
- Metodología para control de pozos durante las operaciones de terminación.

Así mismo, se debe documentar lo siguiente:

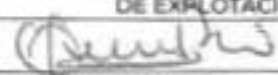
- Pruebas de presión de los equipos que conforman el límite de contención y los equipos de aforo.
- Análisis del fluido de terminación conforme a lo indicado en el programa de fluidos.
- Pruebas del control primario (verificaciones de flujo).
- Control del pozo durante los viajes (volumen de llenado atendiendo un decremento de presión $\leq 5 \text{ kg/cm}^2$).
- Pruebas de preventores.
- Lineamientos de operación específicos (WSOG) – Aguas profundas.

5.5.4.4 Arranque de Pozo

Cuando se arranca un pozo por primera vez y se producen fluidos calientes del yacimiento en la superficie, el fluido del anular se expandirá debido al aumento de la temperatura. El anular por lo tanto se debe monitorear durante este periodo de modo que se pueda purgar la presión excesiva de acuerdo al valor de MAASP calculado.

Se debe llevar un registro/gráfica del incremento de presión en los espacios anulares, así como, el tipo y volumen de fluido hasta el periodo de estabilización del pozo.



 PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	GO-DE-TC-0015-2019	PÁG: 50	DE: 95
	DICIEMBRE DE 2019	VERSIÓN:	SEGUNDA
	RESPONSABLE TÉCNICO:		
	GUSTAVO ALEJANDRO HIGA PINO SUPLENTE POR AUSENCIA DEL GERENTE DE INGENIERÍA DE INTERVENCIONES A POZOS DE EXPLOTACIÓN		
NOMBRE Y CARGO:			
FIRMA:			
GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP			

5.5.4.5 Entrega de Pozo

El acta de entrega es el proceso que formaliza la transferencia de un pozo de un área a otra e incluye la responsabilidad operacional, para tal efecto, se debe elaborar, documentar y formalizar el acta de entrega del pozo de acuerdo a la información contenida en el anexo 6.5.

Antes de realizar el acta de entrega del pozo, se debe revisar y en su caso actualizar el análisis de riesgo con la finalidad de reflejar cualquier cambio en el nivel de riesgo del pozo construido.

Se deben realizar las actas de entrega en las siguientes fases del ciclo de vida del pozo:

- Construcción del pozo (perforación y terminación).
- Operaciones de mantenimiento (reparaciones mayores y menores)
- Operaciones de Abandono.

Adicionalmente, se debe incluir el comparativo de los diagramas de Barreras programadas vs diagramas de Barreras reales.

Así mismo, se deben integrar y documentar todas las lecciones aprendidas y buenas prácticas originadas en el diseño y construcción del pozo de acuerdo a la Guía Operativa para el registro de lecciones aprendidas y buenas prácticas en intervenciones a pozos de PEP, clave: GO-DE-TC-0010-2018.

5.5.5 Consideraciones para la etapa de producción

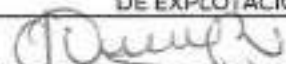
5.5.5.1 Presión anular

El manejo del anular es una parte esencial del sistema de manejo de integridad de pozo, independientemente del tipo de pozo, existen tres elementos clave que deben llevarse a cabo para asegurar el cumplimiento a la integridad:

1. Guías y procedimientos para asegurar que el pozo se opera dentro de la envolvente de diseño.
2. Un régimen de Inspección y pruebas regulares para verificar la condición física del anular.
3. Monitoreo de los cambios en la producción, parámetros de inyección y verificar cualquier cambio correspondiente en el comportamiento del anular.



Este Documento es información reservada y para uso interno por parte del personal autorizado de Pemex Exploración y Producción. Ninguna parte de este puede circularse, citarse o reproducirse para su distribución externa, sin previa Autorización escrita de la Dirección General de Pemex Exploración y Producción

 PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN POR EL ESTADO DE LA SOBERANÍA	GO-DE-TC-0015-2019		PÁG: 51	DE: 95
	DICIEMBRE DE 2019		VERSIÓN:	SEGUNDA
	RESPONSABLE TÉCNICO:			
	NOMBRE Y CARGO:	GUSTAVO ALEJANDRO HIGA PINO SUPLENTE POR AUSENCIA DEL GERENTE DE INGENIERÍA DE INTERVENCIONES A POZOS DE EXPLOTACIÓN		
FIRMA:				
GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP				

En los pozos inyectores, productores bajo flujo natural y los pozos con BEC: el anular "A" se debe monitorear para verificar la integridad de las Barreras de fondo, es decir: tubería-equipo de terminación-empacador de producción.

La presión excesiva de un espacio anular es una condición anormal y podría causar serios problemas en fondo, por tal motivo, se debe llevar el control del monitoreo, registro y análisis de las presiones en todos los anulares accesibles del pozo.

El ingeniero de producción debe recalcular las MAASP's cada vez que las condiciones de presión cambien durante la etapa de producción, de acuerdo a lo indicado en los Lineamientos de perforación de CNH.

5.5.5.2 Purga del Anular

La primera vez que ocurre una presión elevada en un espacio anular, se debe realizar una purga inicial para determinar la naturaleza del fluido. Si después de la purga inicial, la presión estabilizada está por debajo de la MAASP y si se tiene una fuga dentro de los límites aceptables, entonces no se debe volver a purgar, solo se hará una verificación como parte de las operaciones de mantenimiento de cabezal planeadas.

Con relación al fluido retornado, donde sea posible se deben adquirir los datos siguientes:

- Registrar el tiempo requerido para purgar, así como las presiones finales.
- La tasa de acumulación de presión después de la purga.

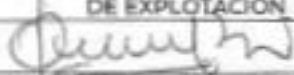
5.5.5.3 Nivel de Fluido en el Anular

El nivel de fluido es un indicador importante en el monitoreo de la integridad del anular. El propio fluido empacador es importante porque:

- Cualquier movimiento del nivel de fluido del Anular-A con el tiempo cambia la presión diferencial a través del empacador y la tubería.
- En los fluidos empacantes se incluye el inhibidor de corrosión y secuestrante de oxígeno para proteger la tubería de revestimiento y el aparejo de producción; y con biocidas para prevenir la actividad micro bacteriana.

Por lo anterior, se debe calcular el nivel máximo de fluidos en el espacio anular de tal manera que no representen problemas con la integridad de los tubulares en el pozo.



 PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	GO-DE-TC-0015-2019		PÁG: 52	DE: 95
	DICIEMBRE DE 2019		VERSIÓN:	SEGUNDA
	RESPONSABLE TÉCNICO:			
	GUSTAVO ALEJANDRO HICA PINO SUPLENTE POR AUSENCIA DEL GERENTE DE INGENIERÍA DE INTERVENCIONES A POZOS DE EXPLOTACIÓN			
NOMBRE Y CARGO:				
FIRMA:				
GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP				

5.5.5.4 Fugas de la tubería de producción al anular

Fuga de la tubería al anular por arriba de la válvula de tormenta:

Quando la fuga del aparejo de producción al anular se ubica sobre la válvula de tormenta, la situación no se considera crítica ya que la válvula se puede cerrar para asegurar el pozo. Esto depende de que se haya probado previamente y que la fuga sea cero.

Fuga de la tubería al anular por debajo de la válvula de tormenta:

Quando la fuga de la tubería al anular está por debajo de la válvula de tormenta, entonces la válvula no es una Barrera efectiva – esta situación lleva los riesgos siguientes:

- Introducción de fluidos corrosivos de yacimiento al anular y la pérdida consecuente del fluido emparador;
- La tubería de revestimiento de producción y sellos de colgador de tubería expuestos por completo al yacimiento.

Por lo anterior, se debe considerar lo siguiente:

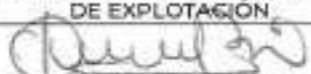
- La producción solo puede continuar bajo el soporte de una evaluación de riesgos que de soporte a la documentación de cambios autorizada por el Gerente/Administrador de Activo.
- Se debe identificar la causa probable/mecanismo de fuga antes que continuar las operaciones con una fuga que sea aceptable.
- Una condición técnica para que la producción del pozo continúe con fugas en el anular-A, es la capacidad de este anular en contener la presión de yacimiento totalmente cerrado (o presión de inyección si es mayor) aplicada sobre una columna de fluido completa del anular.

5.5.5.5 Operación y mantenimiento

La función principal de la integridad del pozo en esta fase es monitorear y mantener las Barreras de pozo y el límite de contención de presión instalado durante las operaciones previas.




Este Documento es información reservada y para uso interno por parte del personal autorizado de Pemex Exploración y Producción. Ninguna parte de este puede circularse, citarse o reproducirse para su distribución externa, sin previa Autorización escrita de la Dirección General de Pemex Exploración y Producción

 PEMEX POR EL RESPALDO DE LA SOCIEDAD	PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN		GO-DE-TC-0015-2019	PÁG: 53	DE: 95	
			DICIEMBRE DE 2019	VERSIÓN:	SEGUNDA	
	RESPONSABLE TÉCNICO:					
	NOMBRE Y CARGO:	GUSTAVO ALEJANDRO HIGA PINO SUPLENTE POR AUSENCIA DEL GERENTE DE INGENIERÍA DE INTERVENCIONES A POZOS DE EXPLOTACIÓN				
		FIRMA:				
GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP						

Durante la etapa de operación y mantenimiento se deben cubrir las siguientes responsabilidades:

- Asegurar la integridad técnica y operacional durante la etapa de producción del pozo.
- Aseguramiento de flujo y monitoreo de las condiciones de las Barreras.
- Inspección y mantenimientos de rutina.
- Identificación de anomalías/deficiencias y el establecimiento de los planes de acción para restablecer las Barreras de seguridad.
- La válvula maestra superior y la válvula lateral de flujo se deben considerar como válvulas de seguridad en superficie y se deben operar remotamente y a falla segura (para pozos marinos).
- Dado que las válvulas maestras son las válvulas de cierre principales, se deben usar lo menos posible.
- Para pozos marinos, si se tiene que operar la válvula maestra, se actuará la válvula maestra superior dejando la válvula maestra inferior lista para usarse en una emergencia o durante una intervención.
- Cuando se operan las válvulas del pozo, la válvula lateral de flujo se debe cerrar antes que la válvula maestra superior y la válvula de tormenta (en caso de que se disponga).
- Se deben monitorear y registrar los tiempos de cierre de las válvulas actuadoras cuando se realicen las pruebas de integridad.
- Cualquér válvula que no cumpla con los criterios de aceptación se debe reparar dentro del periodo de tiempo estipulado.

5.5.5.6 Plan de monitoreo para la integridad de pozos

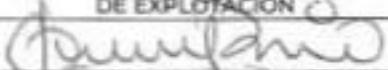
La Coordinación de operación de pozos de los Activos de producción deben preparar un plan anual para el monitoreo de la integridad del pozo (plan de trabajo) de acuerdo con los programas de mantenimiento, inspección y pruebas, con la finalidad de sincronizar las operaciones del pozo con los cierres planeados, por ejemplo, para pozos en aguas profundas, se debe realizar una prueba de integridad del árbol de producción cada 18 meses y una prueba de válvula de tormenta cada 6.

El plan anual para el monitoreo para la integridad del pozo debe incluir:

- Revisión/actualización de envoltentes operativas de pozo;



Este Documento es información reservada y para uso interno por parte del personal autorizado de Pemex Exploración y Producción. Ninguna parte de este puede circularse, citarse o reproducirse para su distribución externa, sin previa Autorización escrita de la Dirección General de Pemex Exploración y Producción

 POR LA ENERGÍA DE LA ESTABILIDAD	PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN		GO-DE-TC-0015-2019	PÁG: 54	DE: 95
			DICIEMBRE DE 2019	VERSIÓN:	SEGUNDA
	RESPONSABLE TÉCNICO:				
	NOMBRE Y CARGO:	GUSTAVO ALEJANDRO HIGA PINO SUPLENTE POR AUSENCIA DEL GERENTE DE INGENIERÍA DE INTERVENCIONES A POZOS DE EXPLOTACIÓN			
		FIRMA:			
GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP					

- Revisión/actualización de valores MAASP;
- Revisión/actualización de las frecuencias de mantenimiento, inspección y prueba;
- Planes de registro de pozo (PLT, corrosión, saturación de agua);
- Requerimientos de manejo de erosión/corrosión;
- Requerimientos de inyección de químicos/aseguramiento de flujo;

5.5.5.7 Control de desviaciones en las Barreras de pozo

Cuando ocurre un deterioro en un elemento de Barrera (crítico a la seguridad), se requiere de una evaluación de riesgos para determinar si es seguro que el pozo continúe las operaciones en una condición dañada, deteriorada o por debajo de las condiciones óptimas. El resultado de la evaluación de riesgos debe determinar:

- Si es seguro continuar operando o si el pozo se debe cerrar;
- Si se continúa cumpliendo con la política de dos Barreras;
- Si se decide continuar operando el pozo, cuáles son las mitigaciones temporales que se deben implementar y por cuanto tiempo;
- Si los riesgos continúan siendo tolerables hasta que se pueda restaurar el elemento de Barrera.

5.5.5.8 Pozos maduros

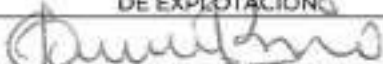
Un pozo maduro ha excedido potencialmente su vida de diseño, pero aún se encuentra en producción/operando. Se deben considerar los efectos de un pozo maduro e implementar sistemas para monitorear los efectos de los pozos maduros sobre la integridad del pozo en términos de la envolvente operativa del pozo. Esto debe considerar:

- Una reducción del 5% en la MAASP de los pozos maduros que no tengan registros específicos de daños en sus componentes.
- Ajustar la frecuencia de pruebas del árbol de producción/cabezal, por cambios en las condiciones del equipo (por ejemplo, debido a la corrosión/erosión).

5.5.5.9 Reportes de Integridad

Todos los datos de integridad del pozo deben ser validados por el Gerente/Administrador del activo, para asegurar el cumplimiento con esta Guía para el manejo de la integridad del pozo. Deben tener la finalidad de asegurar que los pozos están monitoreados de acuerdo a



 PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	CO-DE-TC-0015-2019		PÁG: 55	DE: 95
	DICIEMBRE DE 2019		VERSIÓN:	SEGUNDA
	RESPONSABLE TÉCNICO:			
	NOMBRE Y CARGO:	CUSTAVO ALEJANDRO HIGA PINO SUPLENTE POR AUSENCIA DEL GERENTE DE INGENIERÍA DE INTERVENCIONES A POZOS DE EXPLOTACIÓN		
FIRMA:				
GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP				

los estándares y mejores prácticas establecidas en la presente Guía y que los datos derivados de las pruebas de integridad de pozo estén validados y se reporten de manera adecuada.

Se debe emitir un reporte del estado de la integridad de pozo cada 12 meses, detallando como mínimo la información siguiente:

- El estado de la integridad de cada vía de flujo potencial.
- Cambios en la envolvente de operación del pozo, por ejemplo: la MAASP.
- Pruebas, fechas de mantenimiento y resultados.
- Requerimientos de las pruebas.
- Opciones de remediación de cualquier pozo que presente desviaciones.
- Cambios en la composición del tipo de fluido producido.
- Cambios en la función del pozo.
- Cambios en los límites de diseño del componente/material.
- Presencia de incrustaciones o corrosión.
- Pérdidas de las Barreras.
- Cambios en la regulación, procedimientos o estándares.
- Reparaciones realizadas.

Todos los datos de integridad de pozo incluyendo las desviaciones y acciones correctivas se deben almacenar en la base de datos N-EXDIPO para todos los usuarios del Activo de producción.

5.5.5.10 Documentación del pozo

Los Activos de Producción deben mantener los registros del diseño detallado, construcción, comisionamiento y documentos operativos del pozo con la finalidad de alcanzar los objetivos siguientes:

- Asegurar que el estatus actual del pozo sea entendible.
- Que los diagramas de Barrera de pozo estén disponibles y actualizados.
- Asegurar que después de haber realizado intervenciones en el pozo, el estado del mismo sea actualizado y que todos los cambios sean documentados.
- Asegurar que el pozo está operando de manera segura.
- Mantener los reportes de las intervenciones que se realicen durante la vida productiva.



Este Documento es información reservada y para uso interno por parte del personal autorizado de Pemex Exploración y Producción. Ninguna parte de este puede circularse, citarse o reproducirse para su distribución externa, sin previa Autorización escrita de la Dirección General de Pemex Exploración y Producción

 PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	GO-DE-TC-0015-2019	PÁG: 56	DE: 95
	DICIEMBRE DE 2019	VERSIÓN:	SEGUNDA
	RESPONSABLE TÉCNICO:		
	GUSTAVO ALEJANDRO HIGA PINO SUPLENTE POR AUSENCIA DEL GERENTE DE INGENIERÍA DE INTERVENCIONES A POZOS DE EXPLOTACIÓN		
NOMBRE Y CARGO:			
FIRMA:			
GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP			

Los documentos del pozo deben incluir (pero no limitarse) a lo siguiente:

- Reportes diarios de intervenciones.
- Historial de instalación.
- Historial de intervención.
- Diagrama de terminación.
- Especificaciones de los equipos de terminación.
- Especificaciones del cabezal y árbol de producción.
- Números de serie de los equipos, particularmente del cabezal, árbol de producción y válvula de tormenta (en caso de que aplique).
- Rastreabilidad, particularmente de la válvula de tormenta recuperable con línea de acero, si está instalada.
- Mantenimientos de cabezales, árbol de producción y válvula de tormenta: reportes de intervención y hallazgos.
- Diagramas de plataforma/árboles.
- Procedimientos operativos, particularmente del árbol de producción y válvula de tormenta.
- Estado del anular (MAASP actualizada).
- Corrosión, erosión y fluidos de inyección de químicos empleados.
- Datos de las muestras de los fluidos producidos.
- Reportes de integridad.
- Monitoreo de parámetros operativos.
- Inspección, calibración y resultados de las pruebas de Integridad.
- Los manuales de cabezales, esquemas y registros de equipos instalados se deben mantener actualizados y manejarse a través del proceso de control de cambios cuando los equipos han sufrido modificaciones o reemplazos.

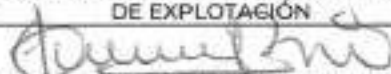
5.6 ABANDONO DE POZOS

El Abandono está definido como las actividades de retiro de materiales y desmantelamiento de equipos, incluyendo el taponamiento del pozo, preservando las condiciones de integridad que debe mantener el pozo posterior a dicho taponamiento, la deserción del pozo, el desmontaje y retiro de plantas, plataformas, instalaciones, maquinaria y equipo utilizado en la realización de las actividades petroleras.

Los equipos multidisciplinarios VCDSE deben considerar los criterios establecidos en esta sección en las fases V, C y D, de tal manera que los pozos sean diseñados y construidos



Este Documento es información reservada y para uso interno por parte del personal autorizado de Pemex Exploración y Producción. Ninguna parte de este puede circularse, citarse o reproducirse para su distribución externa, sin previa Autorización escrita de la Dirección General de Pemex Exploración y Producción

 PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	GO-DE-TC-0015-2019		PÁG: 57	DE: 95
	DICIEMBRE DE 2019		VERSIÓN:	SEGUNDA
	RESPONSABLE TÉCNICO:			
	NOMBRE Y CARGO:	GUSTAVO ALEJANDRO HIGA PINO SUPLENTE POR AUSENCIA DEL GERENTE DE INGENIERÍA DE INTERVENCIONES A POZOS DE EXPLOTACIÓN		
FIRMA:				
GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP				

cumpliendo con los lineamientos de CNH – ASEA y las mejores prácticas internacionales, esto último, de acuerdo a lo indicado en el documento de CNH.

Los tipos de Barreras requeridas (temporales o permanentes) para el Abandono de pozos dependen del tipo de Abandono que se realice, Abandono temporal o Abandono permanente. Se debe cerciorar que los tapones de cemento eviten la migración de fluidos de formación dentro del pozo.

5.6.1 Abandono temporal

Se debe efectuar el taponamiento del pozo (aislamiento de los intervalos abiertos/zonas con potencial de flujo/anomalías identificadas) mediante la colocación de las Barreras Primaria y Secundaria de acuerdo al tipo de fluidos contenidos, realizar las pruebas de integridad de acuerdo al apartado 5.4.6 y adicionalmente:

- Colocar un tapón de superficie que debe tener al menos 60 metros de longitud y su cima debe colocarse entre 100 y 250 metros debajo del contrapozo/fondo marino;
- Soldar una placa de acero provista de una válvula de alivio en la parte superior del revestimiento de menor diámetro (pozos terrestres); o
- Instalar un árbol de válvulas en el pozo, o
- Sellar con una placa de acero en la brida superior del cabezal del pozo e instalar una válvula de alivio (pozos terrestres, marinos).
- En pozos submarinos, se debe instalar el tapón de corrosión.

En pozos equipados con liner, el aislamiento debe ser realizado de acuerdo con alguno de los siguientes métodos:

- Colocar un tapón de cemento de al menos 30 metros de longitud, de modo que su base quede posicionada 10 metros por encima de la cima del liner; o
- Colocar un tapón mecánico 10 metros arriba de la cima del liner.

Se debe monitorear y realizar pruebas regulares al pozo posterior a realizar el Abandono temporal. Para el caso de pozos en aguas profundas y ultraprofundas, se deben realizar verificaciones visuales de forma regular con base en las recomendaciones de su análisis de riesgo y no podrán ser mayores a un año.



GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP

5.6.2 Abandono permanente

Se debe efectuar el taponamiento del pozo (aislamiento de los intervalos abiertos/zonas con potencial de flujo/anomalías identificadas) mediante la colocación de las Barreras Primaria y Secundarias de acuerdo al tipo de fluidos contenidos, realizar las pruebas de integridad de acuerdo al apartado 5.4.6 y adicionalmente:

- Colocar un tapón de superficie que debe tener al menos 60 metros de longitud y su cima debe colocarse entre 100 y 250 metros debajo del contrapozo/fondo marino cubriendo las formaciones de los anulares expuestas a la superficie. Para el caso de aguas profundas donde se tenga el cabezal de alta presión y los sellos de los colgadores de TR's presentes y donde no se cumpla con el aislamiento de las formaciones expuestas en los anulares, se debe evidenciar con las pruebas de sellos de los colgadores que los anulares (sin zonas con potencial de flujo) son herméticos.

En pozos equipados con liner, el aislamiento debe ser realizado de acuerdo a lo siguiente:

- Colocar un tapón de cemento de al menos 30 metros de longitud, de modo que su base quede posicionada 10 m arriba de la boca del liner.

En la Tabla No. 13 se presenta la comparación de los lineamientos de E.U. y México, así como de las normas extranjeras referentes a los criterios para el corte de TR's en pozos marinos.

Tabla No. 13. Diferentes criterios para el aislamiento de intervalos en agujero entubado.

Concepto analizado	Lineamientos		Normas Extranjeras			
	CNIH (REX) 2017	ASEA (REX) 2018	e-CFR (E.U.) 2018	API-RPM 2013	NORSOK D010 2013	Oil and Gas UK 2018
CORTE DE TR's EN SUPERFICIE	Programa de elevación o corte de la TR y profundidad propuesta para la elevación y el corte.	No definido.	15 pies debajo del fondo marino. ... otra profundidad si: - El cabezal o TR no sería obstrucción para otras operaciones del fondo marino o área, o - La estabilidad del fondo marino plantea problemas de seguridad, o - El tirante de agua es mayor a 500 m.	Puede o no requerir la recuperación del cabezal y TR's por debajo del lecho marino. Con base al tirante de agua, regulaciones locales y uso potencial para otras actividades (pesca).	La profundidad de corte deberá ser por debajo del fondo marino. La profundidad de corte requerida debe ser suficiente para evitar conflictos con otras actividades marinas. Aguas profundas, dejar o cubrir el cabezal/estructura.	10 pies por debajo del fondo marino, para permitir actividades de pesca. Recuperar equipos situados en fondo marino; en caso de no ser práctico evaluar económicamente para determinar opción óptima.

— Ubicación del corte de TR's

— Argumentos para el corte de TR's



Este Documento es información reservada y para uso interno por parte del personal autorizado de Pemex Exploración y Producción. Ninguna parte de este puede circularse, citarse o reproducirse para su distribución externa, sin previa Autorización escrita de la Dirección General de Pemex Exploración y Producción

GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP

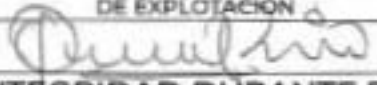
Como se puede notar, los lineamientos de CNH o ASEA no establecen una profundidad de corte de las TR's, sin embargo, establece que los pozos deben estar plenamente identificados en el fondo marino, por lo que, el corte de TR's debe ser tal que permita la identificación y que no represente problema para las actividades de pesca, por lo que éste debe estar al menos a nivel del lecho marino. Con relación a los pozos terrestres, se debe realizar la colocación del monumento con los datos del pozo. Para los pozos en aguas profundas se podrá dejar el cabezal y árbol submarino siempre y cuando no representen problemas para las actividades marinas.

5.6.3 Información requerida para el diseño del taponamiento del pozo

Se debe de contar con la siguiente información para el diseño y programa de taponamiento:

- Estado mecánico especificando cimbras de cemento de las cementaciones primarias, tapones de cemento e intervalos disparados (donde apliquen).
- Distribución y especificaciones de las TR's y aparejo de producción.
- Puntos de fuga/anomalías identificadas en el estado mecánico del pozo/aparejo de producción.
- Identificación de zonas con potencial de flujo (aceite, gas y agua).
- Presiones de poro/yacimiento de las zonas con potencial de flujo.
- Características del tipo de fluidos de las zonas con potencial de flujo.
- Gradiente de temperatura del pozo.
- Identificación de acuíferos someros.
- Zonas impermeables existentes por arriba de las zonas potenciales de flujo.
- Gradientes de fractura de las zonas impermeables identificadas.
- Centralización de TR's.
- Registros de cementación.
- Reportes de cementación de TR's y tapones de cemento (donde aplique)
- Reportes de pruebas de integridad a las TR's y tapones de cemento.
- Reportes de la instalación de las Barreras mecánicas (retenedores de cemento, tapones mecánicos, etc.).

La identificación de las zonas con potencial de flujo está basada en los parámetros de perforación, tales como: ganancias, pérdidas, niveles de gas, registros de evaluación (del pozo perforado o bien de los pozos de correlación), presiones de los espacios anulares, historial y muestras obtenidas del desfogue de las presiones anulares.

 PEMEX POR EL FORTALECIMIENTO DE LA SEGURIDAD	PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN		GO-DE-TC-0015-2019	PÁG: 60	DE: 95
			DICIEMBRE DE 2019		
	RESPONSABLE TÉCNICO:				
	NOMBRE Y CARGO:	GUSTAVO ALEJANDRO HIGA PINO SUPLENTE POR AUSENCIA DEL GERENTE DE INGENIERÍA DE INTERVENCIONES A POZOS DE EXPLOTACIÓN			
FIRMA:					
GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP					

El gradiente de fractura de la formación considerada como impermeable debe ser capaz de soportar la presión de poro/yacimiento de la zona con potencial de flujo por aislar.

En el caso de que no sea posible contar con la información de los registros de cementación para identificar la presencia de cemento detrás de las TR's, se debe demostrar mediante el uso de las mejores prácticas de cementación, así como, con las condiciones de operación de los trabajos de cementación (descritas en la Tabla 9), que se cuenta con la longitud mínima requerida para la ubicación de las Barreras permanentes.

De acuerdo a lo señalado en la política de Barreras establecida en el apartado 5.5.3, deben existir en todo momento 02 Barreras físicas independientes (primaria y secundaria) en cada vía de flujo entre las zonas permeables que contienen hidrocarburos o zonas de agua con presiones anormalmente altas y la superficie.

5.6.4 Clasificación del taponamiento

El taponamiento de pozos es aquella intervención que se realiza para aislar temporal o definitivamente la zona con potencial de influjo a través de alguna Barrera física.

Taponamiento temporal: Se realiza en pozos que tienen la posibilidad de incorporarse a producción en el futuro o ser usados con otro fin diferente al de producción, con el objetivo de mantener la integridad.

Los pozos son taponados de forma temporal por varias razones de acuerdo a lo siguiente:

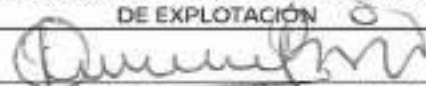
1. Contingencia por huracán.
2. Falla de BOP.
3. Instalación de árbol submarino.
4. Pozos que requieren ser suspendidos para su posterior recuperación y terminación para el desarrollo de campos, etc.

Taponamiento permanente: Se realiza en un pozo por resultar improductivo, por configuración estructural limitada para su recuperación, por accidente mecánico, por ser inyector inoperante, por agotarse la reserva, por resultar productor no comercial de hidrocarburos o una vez que concluyen las operaciones para las que éste fue autorizado.

X



Este Documento es información reservada y para uso interno por parte del personal autorizado de Pemex Exploración y Producción. Ninguna parte de este puede circularse, citarse o reproducirse para su distribución externa, sin previa Autorización escrita de la Dirección General de Pemex Exploración y Producción

 POR EL ESTADO DE LA REPÚBLICA	PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN		CO-DE-TC-0015-2019		PÁG: 61	DE: 95
			DICIEMBRE DE 2019		VERSIÓN:	SEGUNDA
			RESPONSABLE TÉCNICO:			
	NOMBRE Y CARGO:		GUSTAVO ALEJANDRO HIGA PINO SUPLENTE POR AUSENCIA DEL GERENTE DE INGENIERÍA DE INTERVENCIONES A POZOS DE EXPLOTACIÓN			
			FIRMA: 			
GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP						

5.6.5 Número y posición de las Barreras

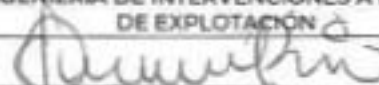
En la Tabla No. 14 se presenta la comparación de los lineamientos de E.U. y México, así como de las normas extranjeras referentes a los criterios para el número y posición de las Barreras permanentes para el taponamiento de pozos.

Tabla No. 14. Criterios para el número y posición de las Barreras permanentes.

Concepto analizado	Lineamientos		Normas Extranjeras			
	CNH (MEX) 2017	ASEA (MEX) 2019	a-CFR (E.U.) 2018	API-RP96 2013	NORSOK D010, 2013	Oil and Gas UK, 2918
NÚMERO DE BARRERAS PERMANENTES	No definido.	02 Barreras probadas independientes, pudiendo utilizar una barrera de tipo mecánica a través de la trayectoria de flujo como soporte para la colocación del tapón de cemento.	02 barreras, 01 debe ser mecánica.	02 barreras (una mecánica y una de cemento).	- Barrera primaria - Barrera secundaria Múltiples zonas con la misma presión pueden ser consideradas como un solo yacimiento.	01 barrera permanente: zonas con agua. 02 barreras permanentes: zonas con hidrocarburos o zonas con agua represionadas.
POSICIÓN DE BARRERAS PERMANENTES	Tapón de cemento arriba y abajo de intervalos permeables que contienen hidrocarburos o acuíferos.	Se deberá: - Aislar las formaciones productoras de Hidrocarburos; - Evitar la migración de fluidos de formación dentro del Pozo; - Verificar la profundidad del tapón de cemento, y - Verificar la hermeticidad del intervalo taponado mediante pruebas de presión.	No definido.	Filosofía de barrera a cada ruta de flujo potencial. Aislamiento final de los anulares de TR's.	Barrera primaria: - Aislar una fuente de influxo, formaciones con presiones normales o sobrepresionadas. Barrera secundaria: - Respaldo de la primaria. Deberán extenderse en la sección transversal del pozo incluyendo anulares y ser adyacentes a una formación impermeable con suficiente integridad para presión máxima anticipada. Recuperar apenas de producción cuando ocasiona pérdida de integridad. Líneas de control y cables NO son parte de las barreras permanentes del pozo. La barrera superficial estará conductos de flujo de formaciones expuestas a superficie y contendrá fluidos de ellos.	Barrera primaria: - Primera barrera por arriba de la zona potencial de flujo. Barrera secundaria: - Siguiente barrera por arriba de la primaria. Barrera colocada en una formación impermeable, extenderse de un lado a otro incluyendo anulares y con presión de tectura mayor a presiones de zona aislada. Líneas de control y cables SI pueden ser parte de las barreras permanentes siempre y cuando se demuestre su integridad.

De acuerdo con la tabla anterior y con la finalidad de cumplir con los lineamientos de CNH y ASEA en los que se incluye la identificación de las mejores prácticas de las normatividades extranjeras analizadas, a continuación, se indican los criterios que se deben considerar para el diseño del taponamiento permanente de pozos en PEP:

- Número de Barreras permanentes:
 - ✓ 02 Barreras probadas independientes a través de la trayectoria de flujo para las zonas con potencial de flujo (zonas con hidrocarburos y zonas que contienen agua con presión anormalmente alta), pudiendo utilizar una Barrera mecánica como soporte al tapón de cemento.



GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP

- ✓ 01 Barrera permanente para los acuíferos someros.
- ✓ Múltiples zonas con la misma presión de poro o yacimiento pueden ser considerados como un solo yacimiento.
- Posición de las Barreras permanentes
 - ✓ Los tapones deben aislar formaciones productoras de hidrocarburos y evitar la migración de fluidos de formación dentro del pozo.
 - ✓ Las Barreras deben extenderse en la sección transversal del pozo incluyendo anulares y ser adyacentes a una formación impermeable o con suficiente integridad para soportar la presión máxima anticipada de la zona con potencial de flujo aislada, de acuerdo con lo indicado en la sección 5.5.4.4.
 - ✓ La posición de Barreras permanentes a través del aparejo de producción es posible siempre y cuando las líneas de control y cables no ocasionen una pérdida de integridad para los tapones de cemento.
 - ✓ La Barrera superficial debe aislar todos los espacios anulares donde existan formaciones expuestas a superficie. Para el caso de Aguas Profundas donde se tenga el cabezal de alta presión y los sellos de los colgadores de TR's presentes y donde no se cumpla con el criterio anterior, se debe evidenciar con las pruebas de sellos de los colgadores expuestos que los anulares con formaciones expuestas a superficie (sin zonas con potencial de flujo) son herméticos.
 - ✓ Las Barreras Primaria y Secundaria deben ser colocadas lo más cerca posible de las zonas potenciales de influjo, cubriendo todas las posibles vías de fuga, ver Figura No. 3.

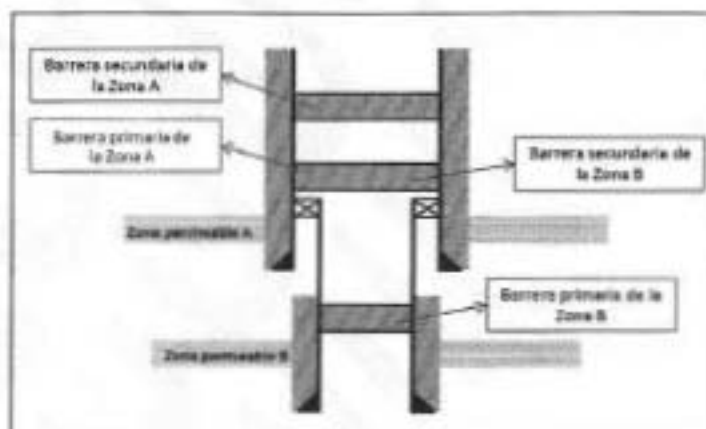
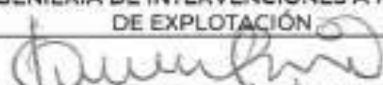


Figura No. 3. Barreras Primarias y Secundarias.



 PEMEX POR EL BENEFICIO DE LA SOCIEDAD	PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN		GO-DE-TC-0015-2019	PÁG: 63	DE: 95
			DICIEMBRE DE 2019	VERSIÓN:	SEGUNDA
	RESPONSABLE TÉCNICO:				
	NOMBRE Y CARGO:	GUSTAVO ALEJANDRO HIGA PINO SUPLENTE POR AUSENCIA DEL GERENTE DE INGENIERÍA DE INTERVENCIONES A POZOS DE EXPLOTACIÓN			
FIRMA:					
GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP					

Los casos que deben considerarse para el aislamiento son:

- Zonas con potencial de flujo
- Agujero descubierto
- Yacimientos con flujo cruzado
- Intervalos disparados
- Bocas de liner's
- Secciones dañadas tales como: puntos débiles, secciones afectadas por molienda, perforaciones, fisuras, etc.
- Multilaterales

La segunda Barrera de una zona permeable puede ser la primera de otra menos profunda y debe ser indicado en el estado mecánico del pozo.

5.6.6 Longitud para tapones de cemento

Se debe considerar una columna de cemento consistente de por lo menos 30 m lineales para las Barreras Primarias y Secundarias y ser verificadas de acuerdo a lo señalado en la sección 5.4.6 de esta Guía Operativa.

Para el caso de barreras permanentes, la columna de cemento consistente debe ser adyacente al cemento del espacio anular, o anulares que estén presentes.

Se puede colocar una sola barrera de mayor longitud, cuando no se puedan colocar dos barreras separadas. Esta Barrera combinada/dual debe de tener al menos una longitud de 60 m lineales de cemento. De igual manera, para el caso de Barreras permanentes, la columna de cemento consistente debe ser adyacente al espacio anular, ver Figura No. 4.



Este Documento es Información reservada y para uso interno por parte del personal autorizado de Pemex Exploración y Producción. Ninguna parte de este puede circularse, citarse o reproducirse para su distribución externa, sin previa Autorización escrita de la Dirección General de Pemex Exploración y Producción

GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP

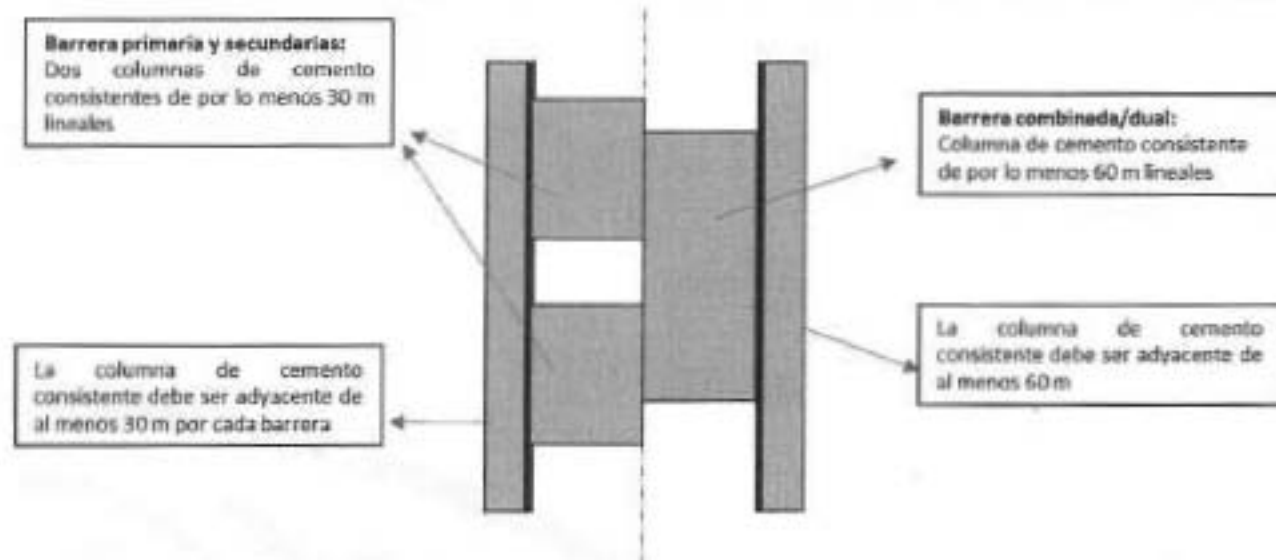


Figura No. 4. Longitud de barreras y barrera combinada/dual.

5.6.7 Taponamiento permanente en agujero descubierto

En la Tabla No. 15 se presenta la comparación de los lineamientos de E.U. y México, así como de las normas extranjeras referentes a los criterios para el aislamiento de intervalos en agujero descubierto.



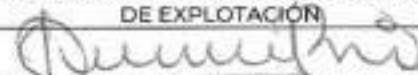
 PEMEX POR EL DESARROLLO DE LA NACIÓN	PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN		GO-DE-TC-0015-2019		PÁG: 65	DE: 95
			DICIEMBRE DE 2019		VERSIÓN:	SEGUNDA
			RESPONSABLE TÉCNICO:			
			NOMBRE Y CARGO:	GUSTAVO ALEJANDRO HIGA PINO SUPLENTE POR AUSENCIA DEL GERENTE DE INGENIERÍA DE INTERVENCIONES A POZOS DE EXPLOTACIÓN		
			FIRMA:			
GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP						

Tabla No. 15. Diferentes criterios para el aislamiento de intervalos en agujero descubierto.

Concepto analizado	Lineamientos		Normas Extranjeras			
	CNH (MEX)	ASEA (MEX) 2019	«CFR (E.U.)	API-RP96	NORSOK D010	Oil and Gas UK
 AISLAMIENTO EN AGUJERO DESCUBIERTO (AD)	• Tapón de cemento 30 m arriba y abajo de intervalos permeables que contienen hidrocarburos o acuíferos. • Tapón de cemento de 60 m, ubicado 30 m por debajo de zapata. • En caso de pérdidas: Tapón mecánico próximo a zapata + tapón de cemento de 30 m por arriba.	No definido.	Zonas en AD: • Tapón de cemento 30 m arriba y abajo de zona de aceite, gas o agua. AD por debajo de la TR: • Tapón de cemento 30 m arriba y abajo de última zapata. En caso de pérdidas: • Tapón puente 15-30 m arriba de zapata con 15 m de cemento por arriba, d... • Retenedor 15-30 m arriba de zapata + tapón de cemento 30 m abajo de zapata y 15 m arriba de retenedor.	No definido.	• Barrera primaria cubriendo 50 m de zona permeable y 50 m por arriba + barrera secundaria de 100 m colocada 50 m en AD. • Barrera primaria cubriendo 50 m de zona permeable y 50 m por arriba + barrera secundaria de 100 m con la base en la zapata. • 1 barrera combinada (tapón de cemento verificado con molineta) cubriendo 50 m de zona permeable + 50 m de zona impermeable + 50 m dentro de TR y usando un medio soporte, (PT u otro tapón). • Para intervalos ramificados, barrera primaria en zapata anterior + barrera secundaria en una zona superior. • 30 m de cemento por arriba si se valida por registros eléctricos.	• Si la P'zona de Inflow > P'frac de la zapata, colocar 2 tapones de cemento de 30 m en AD + 1 tapón de cemento de 30 m en TR. • Si hay 2 zonas donde la P'zona de Inflow interior < P'frac de la zapata, colocar 1 tapón de 30 m entre ellas + 1 barrera primaria y 1 secundaria de 30 m en TR. • La barrera puede extenderse en todo el AD y hasta la zapata. • Si hay intervalos espaciados < 30 m, colocar la longitud máxima de cemento posible. • Flujo cruzado: colocar 1 barrera permanente entre cada intervalo. • Si la P'zona de Inflow < fractura en zapata, colocar 2 barreras de 30 m dentro de TR.

— Taponamiento agujero descubierto
 — Taponamiento agujero entubado
 — Pérdidas de circulación

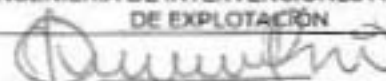
Como se puede notar, la filosofía de los lineamientos y normatividades es colocar 2 Barreras de la última zapata al fondo perforado con algunas diferencias en las longitudes del cemento.

Con base a lo anterior, a continuación, se indican los criterios que se deben considerar para el taponamiento permanente en agujero descubierto:

- Se debe colocar una Barrera Primaria 30 m por debajo de la base del intervalo o donde lo permita el fondo perforado y las condiciones mecánicas del pozo; así como 30 m por encima de la zona con potencial de flujo y una Barrera Secundaria con cima 30 m dentro de la zapata anterior y la base 30 m por debajo de ésta. (ver Figura No. 5).



Este Documento es información reservada y para uso interno por parte del personal autorizado de Pemex Exploración y Producción. Ninguna parte de este puede circularse, citarse o reproducirse para su distribución externa, sin previa Autorización escrita de la Dirección General de Pemex Exploración y Producción



GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP

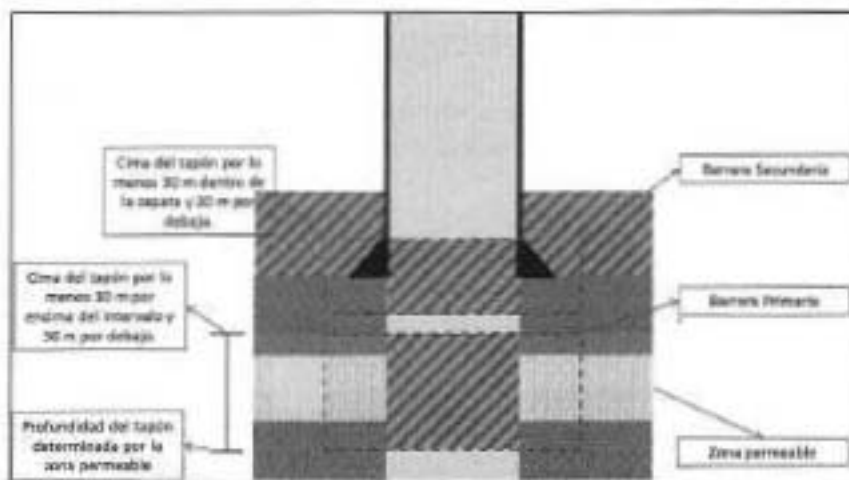


Figura No. 5. Barreras para pozos en agujero descubierto

- En caso de que existan pérdidas de circulación en los estratos permeables del agujero descubierto, se debe instalar una Barrera mecánica próxima a la zapata de la tubería de revestimiento más profunda y colocar un tapón de cemento consistente de al menos 30 m de longitud por encima de éste, la longitud de cemento en el anular debe ser adyacente al tapón colocado en el interior del pozo (ver Figura No. 6).

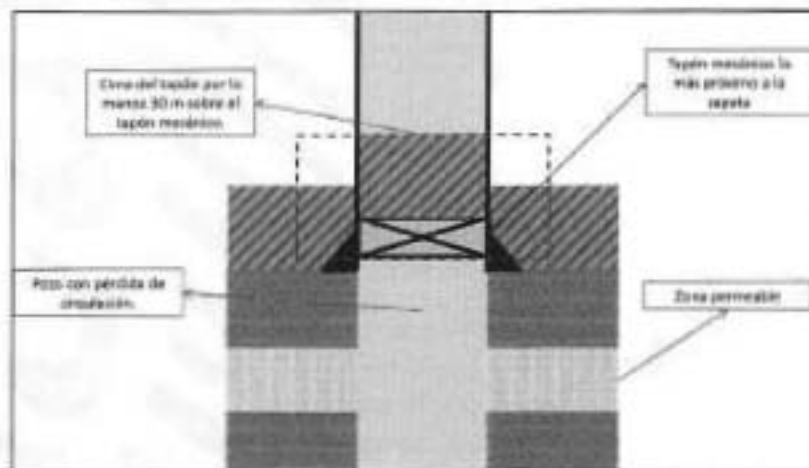
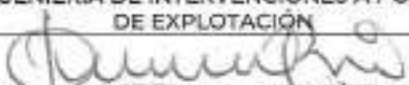


Figura No. 6. Barreras para pozos en agujero descubierto con pérdida de circulación.

- En pozos equipados con liner, el pozo debe ser aislado con tapón de cemento de al menos 30 metros de longitud, con la base del tapón colocada 10 m por arriba de la boca del liner.



 PEMEX POR EL BENEFICIO DE LA SOCIEDAD	PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN		GO-DE-TC-0015-2019	PÁG: 67	DE: 95	
			DICIEMBRE DE 2019	VERSIÓN:	SEGUNDA	
	RESPONSABLE TÉCNICO:					
	NOMBRE Y CARGO:	GUSTAVO ALEJANDRO HIGA PINO SUPLENTE POR AUSENCIA DEL GERENTE DE INGENIERÍA DE INTERVENCIONES A POZOS DE EXPLOTACIÓN				
		FIRMA:				
GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP						

5.6.8 Taponamiento permanente en agujero entubado.

En la Tabla No. 16 se presenta la comparación de los lineamientos de E.U. y México, así como de las normas extranjeras referentes a los criterios para el aislamiento de intervalos en agujero entubado.

Tabla No. 16. Diferentes criterios para el aislamiento de intervalos en agujero entubado.

Concepto analizado	Lineamientos		Normas Extranjeras			
	CNH (MEX) 2017	ASEA (MEX) 2018	e-CFR (E.U.) 2018	API-RP94 2013	NORSOK D018 2013	Oil and Gas UK 2018
 AISLAMIENTO EN AGUERO ENTUBADO (AE)	Pozos con intervalo superficial disparado: • Tapón mecánico a 20 m de la cima del intervalo + tapón de cemento de 30 m por arriba, o	No definido.	- Método para forzar cemento a todos los disparos, o - Tapón de cemento de 30 m por arriba y debajo del intervalo disparado.	No definido.	Barrera primaria por arriba del yacimiento (tan cerca como sea posible).	Doa barreras por cada zona potencial de flujo de al menos 30 m.
	• Tapón de cemento de 60 m ubicado 20 m de la cima del intervalo.		Si las zonas disparadas han sido aisladas del agujero por debajo del éstas: - Relinador de cemento 15-30 m arriba del intervalo disparado + tapón de cemento de 30 m debajo del intervalo y 15 m arriba el relinador, o - Tapón puente 15-30 m por arriba del intervalo disparado + 15 m de tapón de cemento por arriba del tapón puente, o - Tapón de cemento de 60 m con la base 30 m arriba de la cima del intervalo disparado, o - Tapón tipo sombrilla bajado a través del aparejo 30 m arriba del intervalo disparado + 15 m de cemento por arriba, o - Tapón de cemento a través de aparejo con la base 30 m arriba del intervalo y cima 30 m arriba del empujador superior + 60 m de cemento en el anular de la TR inmediatamente arriba del empujador.		Barrera secundaria por arriba de la primaria.	Zonas con presiones diferentes deberán ser aisladas por una barrera de 30 m.
	Pozos con Liner: • Tapón de cemento de 30 m con la base en la boca de liner.		Bocas de stubliner: - Tapón de cemento 30 m arriba y abajo del stub, o - Relinador de cemento o tapón puente 15 – 30 m por arriba del stub + 15 m de tapón de cemento por arriba, o - Tapón de cemento de 60 m con la base 30 m arriba del stub.		Tapones de 60 m si son colocados arriba de un medio de soporte. De lo contrario 100m.	
	Costa afuera, tapón superficial de 30 m con cima 100 - 250 debajo lecho marino.		Pozo con TR: - Tapón de cemento de superficie de 50 m con cima 50 m debajo de fondo marino. Espacios anulares abiertos a fondo marino: - Tapón de cemento de 80 m en el anular.		1 barrera combinada, debe colocarse en un medio de soporte verificado.	

- Aislamiento agujero entubado
- Aislamiento a través de aparejo
- Bocas de liner/stub
- Tapón superficial

De acuerdo a lo anterior, CNH y ASEA solo especifican la posición de los tapones de cemento considerando el interior del pozo y no hacen referencia al sello por detrás de las TR's, es decir, a la existencia de cemento y formaciones Impermeables (Barrera transversal); es aquí donde toman importancia las mejores prácticas identificadas en las normatividades extranjeras de acuerdo a lo indicado en los lineamientos de CNH y que deben considerarse para el diseño del taponamiento permanente de pozos en agujero entubado de acuerdo a lo siguiente:

El aislamiento del intervalo en agujero entubado debe ser realizado por alguno de los siguientes métodos:

Este Documento es información reservada y para uso interno por parte del personal autorizado de Pemex Exploración y Producción. Ninguna parte de este puede circularse, citarse o reproducirse para su distribución externa, sin previa Autorización escrita de la Dirección General de Pemex Exploración y Producción

GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP

- Colocar un tapón mecánico permanente aproximadamente 20 m por encima de la cima del intervalo disparado y colocar un tapón de cemento de al menos 30 m de longitud por encima del tapón mecánico (ver Figura No. 7). Este método requiere de una barrera adicional (Barrera Secundaria) ubicada por arriba de la Barrera Primaria, o
- Colocar un tapón de cemento de al menos 60 m de longitud, de modo que su base quede posicionada a 20 m de la cima del intervalo disparado (ver Figura No. 8).

En ambos métodos se debe cumplir con los criterios indicados en la sección 5.7.5 referentes a la posición de las barreras.

En pozos equipados con liner, el pozo debe ser aislado con un tapón de cemento de al menos 30 metros de longitud, con la base del tapón colocada 10 m por arriba de la boca del liner.

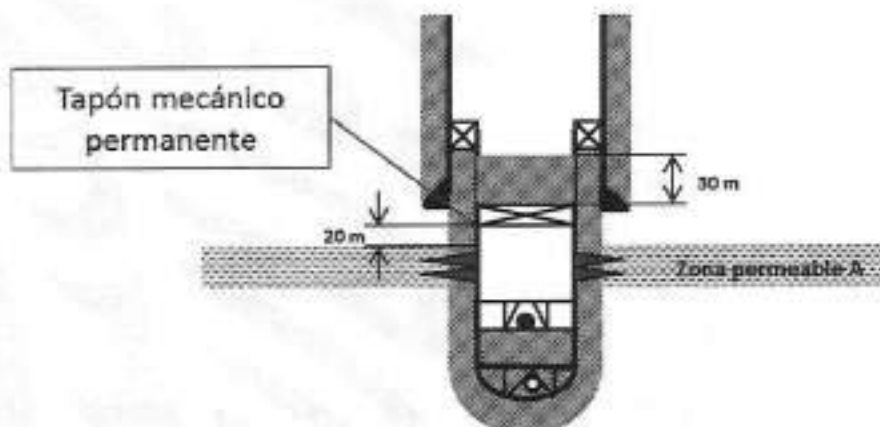


Figura No. 7. Taponamiento en pozos disparados con tapón mecánico permanente.



GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP

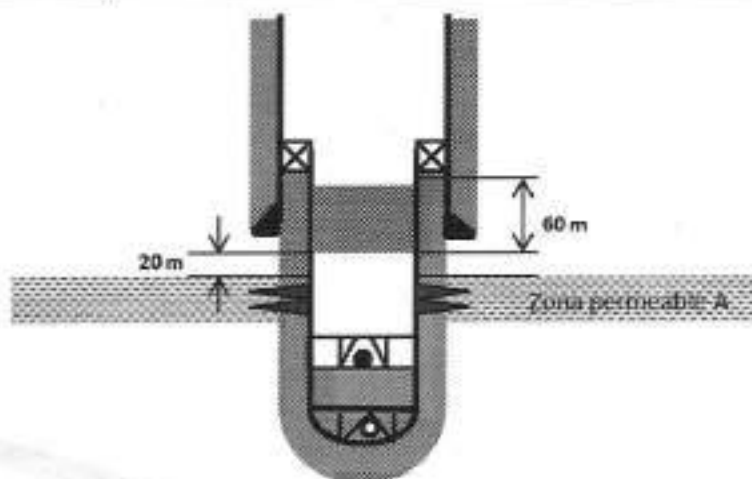


Figura No. 8. Taponamiento en pozos disparados con Barrera combinada (Primaria y Secundaria)

5.6.9 Taponamiento permanente a través del aparejo de producción

De acuerdo a la Tabla No. 16, los lineamientos de CNH y ASEA no establecen requerimientos ni prohíben el corte y recuperación de aparejos de producción para el cumplimiento del aislamiento de zonas con potencial de flujo. NORSOK en cambio establece que los aparejos de producción deben ser recuperados solo cuando ocasionen una pérdida de integridad debido la presencia de cables y líneas de control.

Con base en lo anterior, se deben considerar los mismos criterios establecidos en la sección 5.7.5, para cumplir con el criterio de doble barrera al realizar operaciones de taponamiento a través del aparejo de producción, algunos métodos utilizados para ello son: tapones de cemento descolgados, tapones de cemento con tubería flexible, tapones de cemento bajados con cable, tapones de cemento por circulación a través de punchers con o sin soporte mecánico (tapones inflables, tapón mecánico en aparejo, etc.) por mencionar algunos, ver Figura No. 9.

Se deben conciliar los criterios económicos y de integridad mecánica, privilegiando la práctica de ejecución de intervenciones sin equipo.

Así mismo, en aquellos pozos maduros donde la información no se encuentre 100% disponible para la ubicación de los tapones de cemento en el interior del pozo de acuerdo con los criterios establecidos en la sección 5.7.5, se podrán tomar las siguientes acciones



GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP

para un taponamiento económicamente rentable y sin la necesidad de utilizar un equipo de perforación en aquellos pozos/estructuras donde sea posible:

- ✓ Verificar que los espacios anulares sean herméticos.
- ✓ En el caso de que se tenga una admisión por los espacios anulares, se deben colocar tapones de cemento inyectados con la finalidad de alcanzar longitudes lineales de cemento mayores a 300 m y se debe verificar su hermeticidad después del fraguado.
- ✓ Se colocarán los tapones de cemento por el interior del pozo necesarios para cumplir con la filosofía de doble barrera por cada zona potencial de flujo a través del aparejo de producción por debajo de la válvula de tormenta (en caso de que aplique), por ejemplo: tapón descolgado para aislar la zona productora y tapones de circulación a través de tubing punchers realizados al aparejo de producción.
- ✓ Colocar el tapón superficial cumpliendo la premisa de la cima de cemento entre 100 y 250 m por debajo del fondo marino/contrapozo y por debajo de la válvula de seguridad (en caso de que aplique). Nota: en caso de que se tengan en el pozo cables, líneas de control para válvulas de control de intervalo o umbilicales que comprometan la integridad de las barreras, es necesario sacar el aparejo de producción.
- ✓ Antes de realizar el corte definitivo de las TR's (pozos marinos) se debe realizar la verificación de que no se tienen presiones en los espacios anulares a la altura del fondo marino para proceder al corte de los tubulares.

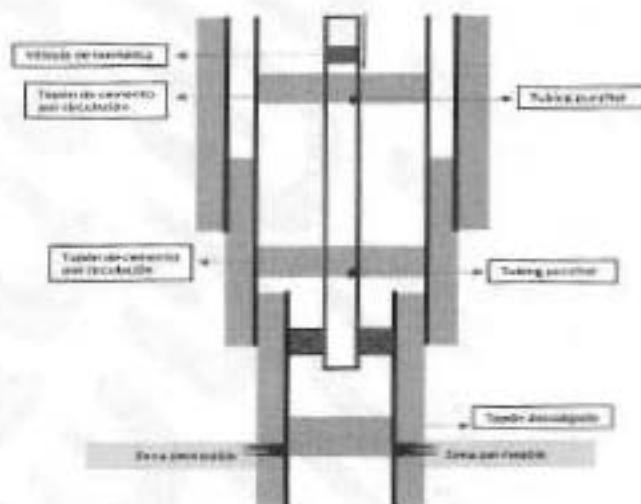
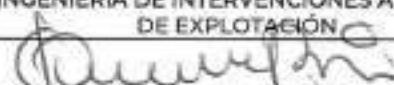


Figura No. 9. Taponamiento en pozos disparados a través del aparejo de producción.



 PEMEX POR EL MERCADO DE LA ENERGÍA	PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN		GO-DE-TC-0015-2019	PÁG: 71	DE: 95
			DICIEMBRE DE 2019	VERSIÓN:	SEGUNDA
			RESPONSABLE TÉCNICO:		
			NOMBRE Y CARGO:	GUSTAVO ALEJANDRO HIGA PINO SUPLENTE POR AUSENCIA DEL GERENTE DE INGENIERÍA DE INTERVENCIONES A POZOS DE EXPLOTACIÓN	
			FIRMA:		
GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP					

5.6.10 Verificación de las Barreras

Los requerimientos de verificación dependen de cada pozo y para lo que fue diseñada la Barrera siguiendo lo establecido en el numeral 5.5.6.

5.6.11 Consideraciones especiales para el taponamiento

Pozos con accidente mecánico

En pozos con accidente mecánico, donde una sección de la tubería de revestimiento es recuperada, el tramo restante debe ser aislado de acuerdo con lo siguiente:

- i. Si la parte restante de la tubería de revestimiento está dentro de otra tubería de revestimiento, se debe aplicar alguno de los siguientes procedimientos:
 - a. Colocar un tapón de cemento de manera que su base quede posicionada por debajo de la profundidad donde se encuentra la parte restante de la tubería de revestimiento y su cima a 30 metros por encima de la parte superior de la misma tubería;
 - b. Colocar un tapón mecánico permanente a 15 metros por encima de la profundidad donde se encuentra la tubería de revestimiento restante y colocar un tapón de cemento de al menos 30 metros de longitud por encima del tapón mecánico, o
 - c. Colocar un tapón de cemento de 60 metros de longitud, de modo que su base quede posicionada máximo 30 metros por encima de la profundidad donde se encuentra la tubería de revestimiento restante.
- ii. Si la profundidad de la parte restante de la tubería de revestimiento está por debajo de la zapata de la tubería de revestimiento de diámetro superior, se debe ejecutar el Abandono de conformidad con lo descrito para el Abandono de pozos de agujero descubierto.
- iii. En pozos con accidente mecánico donde no haya sido colocada suficiente tubería de revestimiento superficial para proteger los acuíferos existentes, se debe colocar un tapón de cemento.



Este Documento es información reservada y para uso interno por parte del personal autorizado de Pemex Exploración y Producción. Ninguna parte de este puede circularse, citarse o reproducirse para su distribución externa, sin previa Autorización escrita de la Dirección General de Pemex Exploración y Producción

GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP

Dicho tapón debe extenderse 15 metros por debajo de la base del acuífero más profundo y al menos 15 metros por encima de la cima del acuífero más superficial. Se debe verificar la correcta colocación del tapón tocando éste con tubería de producción o con tubería de perforación, mediante la evidencia de los reportes de la ejecución de la operación, preferentemente en medios electrónicos y digitales. Adicionalmente, se debe colocar un tapón de al menos 30 metros de longitud, que se extienda 15 metros por debajo de la zapata de la tubería de revestimiento superficial, hasta 15 metros por encima de la zapata.

En el caso de pozos costa afuera, se debe colocar un tapón de cemento que se extienda 30 metros por debajo de la base del acuífero y 30 metros por encima de la cima del acuífero;

- iv. En un pozo inactivo con cualquier tipo de terminación, donde ésta haya sido retirada dejando una parte remanente de la tubería de producción, el intervalo que fue productor debe ser aislado colocando un tapón mecánico lo más cercano posible a la cima de la tubería de producción remanente. Adicionalmente, por encima del tapón mecánico debe colocarse un tapón de cemento, de al menos 60 metros de longitud;
- v. En pozos multilaterales se deben cumplir las disposiciones del presente apartado que apliquen para cada una de las ramificaciones;
- vi. En pozos costa afuera, el tapón de superficie debe tener al menos 30 metros de longitud y su cima debe colocarse entre 100 y 250 metros por debajo del lecho marino;
- vii. En pozos costa afuera que produzcan en agujero descubierto, se pueden utilizar los siguientes métodos:
 - a. Un tapón de cemento, asentado por el método de desplazamiento, cuya cima esté al menos 30 metros por encima de la zapata del revestimiento más profundo y cuya base esté al menos 30 metros por debajo de dicha zapata;
 - b. Un tapón de cemento cuya base esté al menos 30 metros por debajo de la zapata de la tubería de revestimiento más profunda y cuya cima esté al menos 15 metros por encima de dicha zapata; un retenedor de cemento de presión diferencial colocado encima de este tapón y un segundo tapón de cemento encima del retenedor y cuya cima esté 30 metros por encima del retenedor, o
 - c. En caso de conocerse o esperarse pérdida de circulación en el agujero, colocar un tapón puente asentado de 15 a 30 metros por encima de la zapata, con un tapón de cemento encima del tapón puente; la cima del tapón de cemento debe estar al menos 30 metros por encima del tapón puente.



GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP

Pozos con alto ángulo y pozos horizontales (pozos >70°)

En principio, el taponamiento de un pozo horizontal no es diferente a un pozo vertical. La única diferencia es asegurar el aislamiento satisfactoriamente, lo cual es más difícil de alcanzar.

Si la TR no cementada es corrida como un liner de producción, el pozo podría tener una sola zona permeable con potencial de flujo distinta al yacimiento. Sin embargo, si se tiene presente más de una zona permeable, el diseño de la terminación podría considerar el taponamiento futuro, es decir aislar el espacio anular entre las zonas. Por lo tanto, los requerimientos para el taponamiento se deben establecer durante las etapas de planeación/ diseño de la terminación del pozo y las zonas pueden entonces ser aisladas de acuerdo a los criterios establecidos en la presente Guía Operativa.

En caso de una zona permeable, para la barrera primaria es suficiente un dispositivo mecánico (tapón puente) colocado justo por encima del yacimiento y un tapón de cemento en la parte superior, siempre y cuando el espacio anular este cementado. Si existe más de una zona permeable, el aislamiento interno y anular debe de intentarse entre las zonas. Esto puede representar dificultades importantes para alcanzar el aislamiento anular a través de un liner de producción no cementado en la sección horizontal o cerca a ésta.

La recomendación general es tener una barrera por encima de al menos 30 m de cemento consistente, a lo largo del agujero. En el diseño del taponamiento de un pozo con alto ángulo, el espesor vertical final de la barrera debe tomarse en cuenta.

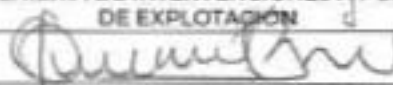
Corte en tubería de revestimiento

Para el caso de realizar un corte de tubería ésta debe estar libre de cemento por espacio anular. Si existe formación expuesta por debajo de la profundidad de corte, ésta se debe aislar. Se debe colocar un tapón de cemento de al menos 60 m de longitud, de modo que su base quede como máximo 30 m por encima de la tubería cortada.

Pozos HPHT

La posición de colocación y el número de barreras ya mencionados aplican al taponamiento temporal o taponamiento definitivo de pozos HPHT. Con el aumento en magnitud de las variables de presión y temperatura y su manejo operativo, debe haber especial énfasis en que los tapones o herramientas soporten las altas presiones, pérdida de presión del



 PEMEX POR EL BIENESTAR DE LA AMERIKA	PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN		CO-DE-TC-0015-2019	PÁG: 74	DE: 95	
			DICIEMBRE DE 2019			VERSIÓN:
	RESPONSABLE TÉCNICO:					
	NOMBRE Y CARGO:	GUSTAVO ALEJANDRO HIGA PINO SUPLENTE POR AUSENCIA DEL GERENTE DE INGENIERÍA DE INTERVENCIONES A POZOS DE EXPLOTACIÓN				
FIRMA:						
GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP						

yacimiento, zonas de transición de presión, deformación del liner, ciclos de temperatura, degradación de la cementación primaria debido a las altas temperaturas, compactación del yacimiento, etc.

Para el caso del cemento existente entre cople y zapata cercana a un intervalo de interés a probar, éste se considerará como barrera si fue diseñado para tal fin y se confirma su consistencia.

Pozos que contienen H₂S

Las barreras colocadas en pozos con contenido de H₂S deben ser elegidas y diseñadas para soportar el ambiente corrosivo que aislará.

Pozos con contenido de CO₂

Las barreras colocadas en pozos con concentraciones significativas de CO₂ deben ser elegidas y diseñadas para soportar los efectos potenciales del gas en el cemento, en los componentes de acero del pozo y en las formaciones del subsuelo.

El CO₂ puede degradar el cemento en presencia del agua, en particular el cemento Portland, aumentando su permeabilidad. También acelerará la corrosión del acero y puede incrementar la permeabilidad de las formaciones, por ejemplo, por hidratación y fracturamiento de las lutitas.

Pozos de gas y alta RGA

Pozos de gas (o pozos con alta RGA) tienen complicaciones de migración de gas a través de las Barreras. Se debe seleccionar cuidadosamente el tipo de material de la Barrera y técnica de colocación para contrarrestar la condición de posible flujo de gas.

Consideraciones para usar tapones mecánicos

Los tapones mecánicos son usados en algunos pozos para reducir la cantidad de cemento requerido para taponar el pozo o para proporcionar una protección adicional de la presión de la formación en el pozo. Hay dos tipos de tapones mecánicos utilizados para abandonar y taponar los pozos: el tapón puente y el retenedor de cemento.

Tapón puente

Es un tapón mecánico que se utiliza para proporcionar un sello temporal dentro del pozo. El tapón está diseñado para ser asentado en el pozo y luego se coloca cemento por encima de este para proporcionar un sello completo de las zonas permeables. En casos donde el potencial de presión del gas es moderado a alto por debajo de la profundidad de



 PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	GO-DE-TC-0015-2019	PÁG: 75	DE: 95
	DICIEMBRE DE 2019	VERSIÓN:	SEGUNDA
	RESPONSABLE TÉCNICO:		
	NOMBRE Y CARGO:	GUSTAVO ALEJANDRO HIGA PINO SUPLENTE POR AUSENCIA DEL GERENTE DE INGENIERÍA DE INTERVENCIONES A POZOS DE EXPLOTACIÓN	
FIRMA:			
GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP			

asentamiento, un tapón puente puede ser asentado y hacer sello en el pozo antes de cementar para reducir las posibilidades de que el agua o gas contaminen el cemento.

Retenedor de Cemento

Un retenedor de cemento es un tapón mecánico que puede ser colocado sobre una zona que a ser cementada. Los retenedores de cemento son usualmente contruidos de material perforable, para permitir más tarde la recuperación del pozo si es necesario.

5.6.12 Contenido del programa del Abandono del pozo

El programa de Abandono del pozo debe contener al menos la siguiente información:

- I. Identificación y ubicación del Pozo.
- II. Estado mecánico del pozo, que incluya:
 - Profundidad del Pozo.
 - Intervalos disparados que no han sido aislados.
 - Profundidades de tuberías de revestimiento y aparejos de producción.
 - Columna geológica.
 - Profundidad de equipos subsuperficiales.
 - Cimas de las lechadas de la cementación de las tuberías de revestimiento.
- III. Programa de colocación de Barreras dentro del pozo.
- IV. Método de taponamiento, que incluya:
 - Presión máxima posible en superficie.
 - Tipos de tapones.
 - Cimas de los tapones mecánicos.
 - Cimas y bases de los tapones de cemento.
 - Información documental que sustenta el método del Taponamiento.
 - Tipo y propiedades del fluido de control y de la lechada de cemento para el Taponamiento.
- V. Programa de verificación del Taponamiento, que incluya:
 - Pruebas de presión de los tapones.
 - Verificación de las cimas de los tapones.
- VI. Pruebas consideradas para dar seguimiento y asegurar la integridad del pozo, que incluya:
 - El potencial de derrames accidentales y las medidas de mitigación correspondientes.
 - Descripción de los equipos subsuperficiales.



Este Documento es Información reservada y para uso interno por parte del personal autorizado de Pemex Exploración y Producción. Ninguna parte de este puede circularse, citarse o reproducirse para su distribución externa, sin previa Autorización escrita de la Dirección General de Pemex Exploración y Producción

GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP

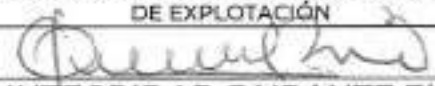
- VIII. Para el caso de pozos con taponamiento definitivo, adicionalmente incluir:
- Profundidad propuesta para el corte de las tuberías de revestimiento.
 - Programa de eliminación o corte de las tuberías de revestimiento.

5.6.13 Contenido del informe del Abandono del pozo

El informe del Abandono del pozo debe contener al menos la siguiente información:

1. Estado mecánico del pozo, incluyendo las profundidades de asentamiento y corte de TR's, cimas de las formaciones, las cimas de cementos en el espacio anular y mencionar como fueron verificadas (registro de cementaciones, volúmenes calculados o presión).
2. La posición de cada Barrera, método de colocación y mencionar como se verificó (prueba de presión positiva/negativa o peso), incluyendo la carta de registro de la(s) prueba(s).
3. Reporte de cementaciones que incluya volumen, tipo de lechada y características, tipos de aditivos y carta de esfuerzo compresivo.
4. Registrar la presión de formación y presión de fractura, zonas permeables en especial las de presión anormal alta o zonas productoras de hidrocarburos.
5. Registrar el arreglo del cabezal y tapones de corrosión (cuando aplique).
6. Describir los fluidos en el espacio anular y dentro de la tubería de revestimiento.
7. Registros de evaluación de las cementaciones (CBL-VDL, ultrasónico, imágenes, etc.).




 PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	GO-DE-TC-0015-2019	PÁG: 77	DE: 95
	DICIEMBRE DE 2019	VERSIÓN:	SEGUNDA
	RESPONSABLE TÉCNICO:		
	NOMBRE Y CARGO:	GUSTAVO ALEJANDRO HIGA PINO SUPLENTE POR AUSENCIA DEL GERENTE DE INGENIERÍA DE INTERVENCIONES A POZOS DE EXPLOTACIÓN	
FIRMA:			
GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP			

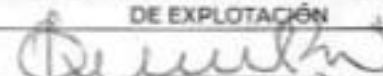
6. ANEXOS

Anexo 6.1 Listas de verificación para la integridad de pozos

LISTA DE VERIFICACIÓN PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DE POZOS						
Nombre del Activo:						
Nombre del Pozo:						
Tipo de Pozo:						
Tipo de Intervención:			Fecha:		Elaborada por:	
No.	Concepto	Si	No	N/A	Observaciones	Responsable
Manejo de la Integridad – Diseño y construcción del pozo						
1	Cumplimiento a los roles y responsabilidades de las áreas involucradas durante las fases del VCDSE					
2	Validación de las competencias del personal en las operaciones críticas durante las intervenciones a pozos.					
3	Análisis de riesgo del escenario seleccionado e identificación de las medidas de mitigación					
4	Diseño de tuberías de revestimiento, aparejos de producción y sellos de los componentes considerando el tipo de ambiente involucrado (CO ₂ , H ₂ S), esfuerzos y actividades que ocurrirán en la vida productiva.					
5	Selección de los sellos de componentes (colgador de liner, cabezal, árbol de producción, etc.) considerando el tipo de ambiente involucrado (CO ₂ , H ₂ S).					
6	Análisis de aseguramiento de flujo (erosión, corrosión, incrustaciones)					

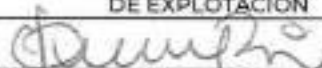


1



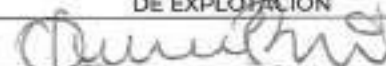
GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP

No.	Concepto	Sí	No	N/A	Observaciones	Responsable
(continuación)						
	y precipitación de sal, hidratos, asfaltenos/ceras, emulsiones)					
7	Diagrama de Barreras en las distintas etapas de construcción del pozo, cumpliendo con la filosofía de doble Barrera.					
8	Límites de operación por etapa de construcción.					
9	Verificación de la capacidad del BOP para cerrar alrededor de la tubería y de los componentes del aparejo. Verificar la existencia de procedimientos alternativos si el corte no es posible.					
10	Límites de operación del pozo en su vida productiva.					
11	Geopresiones (ventana operativa actualizada durante el seguimiento a tiempo real).					
12	Reportes de análisis del fluido de perforación y terminación conforme a lo indicado en el programa.					
13	Pruebas PCT, TCT para las salmueras utilizadas como fluido de terminación					
14	Gráficas de las pruebas de aceptación de fábrica (FAT) a las válvulas de tormenta, árbol de válvulas, empacador de producción, camisas deslizables, válvulas de seguridad anular.					
15	Gráficas del control del pozo durante los viajes (volumen de llenado atendiendo un decremento de presión $\leq 5 \text{ kg/cm}^2$)					



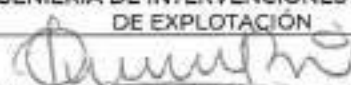
GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP

No.	Concepto	Si	No	N/A	Observaciones	Responsable
(continuación)						
16	Gráficas/registros del incremento de volumen en presas ante la presencia de un brote (mostrando la capacidad de reacción para la identificación y detección oportuna de un brote, volumen del fluido invasor ≤ 5 bls).					
17	Gráficas de las pruebas de preventores.					
18	Gráficas de las pruebas de presión de los equipos que conforman el límite de contención en la terminación y equipos de aforo.					
19	Tabla de registro/gráfica del incremento de presión en los espacios anulares durante el arranque del pozo.					
20	Tabla de registro con el tipo y volumen de fluido desfogado de los espacios anulares durante el arranque del pozo y hasta su periodo de estabilización.					
21	Acta de entrega del pozo					
22	Registro de lecciones aprendidas y buenas prácticas					
23	Documentación de la integridad del pozo almacenadas en la base de datos N-EXDIPO.					
Diseño del Abandono de pozos						
24	Estado mecánico especificando cimas de cemento de las cementaciones primarias mencionando como fueron verificadas (registro de cementaciones, volúmenes calculados o presión).					



GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP

No.	Concepto	Si	No	N/A	Observaciones	Responsable
(continuación)						
25	Distribución y especificaciones de las TR's y aparejo de producción.					
26	Anomalías identificadas en el estado mecánico del pozo/aparejo de producción.					
27	Identificación de zonas con potencial de flujo (aceite, gas y agua).					
28	Presiones de poro/yacimiento de las zonas con potencial de flujo.					
29	Características del tipo de fluidos de las zonas con potencial de flujo					
30	Gradiente de temperatura del pozo.					
31	Identificación de acuíferos someros.					
32	Zonas impermeables existentes por arriba de las zonas potenciales de flujo.					
33	Gradientes de fractura de las zonas impermeables identificadas.					
34	Centralización de TR's (70% en las zonas para colocar Barreras de cemento).					
35	Registros de evaluación de cementaciones.					
36	Reportes de cementación de TR's y tapones de cemento.					
37	Reportes de pruebas de integridad a las TR's y tapones de cemento.					
38	Reportes de la instalación de las Barreras mecánicas (retenedores de cemento, tapones mecánicos, etc.).					
39	Diseño preliminar del Abandono					


**GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL
 DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP**

No.	Concepto	Si	No	N/A	Observaciones	Responsable
(continuación)						
	del pozo de acuerdo a la filosofía de doble Barrera.					
40	Documentación del Abandono del pozo almacenada en la base de datos N-EXDIPO.					

LISTA DE VERIFICACIÓN PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DE POZOS

Nombre del Activo:

Nombre del Pozo:

Tipo de Pozo:

Tipo de Intervención:

Fecha:

Elaborada por:

No.	Concepto	Si	No	N/A	Observaciones	Responsable
Manejo de la integridad de pozos - Vida productiva						
1	Inspección y pruebas regulares para verificar la condición física del anular					
2	Recalcular las MAASP's cada vez que las condiciones de presión cambien durante la etapa de producción					
3	La presión estabilizada del EA está por debajo de la MAASP					
4	Calcular el nivel mínimo de fluidos en el espacio anular de tal manera que no representen problemas con la integridad de los tubulares en el pozo.					
5	¿Se tiene alguna fuga de la tubería al anular por debajo de la válvula de tormenta?					
6	Aseguramiento de flujo y					



**GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL
DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP**

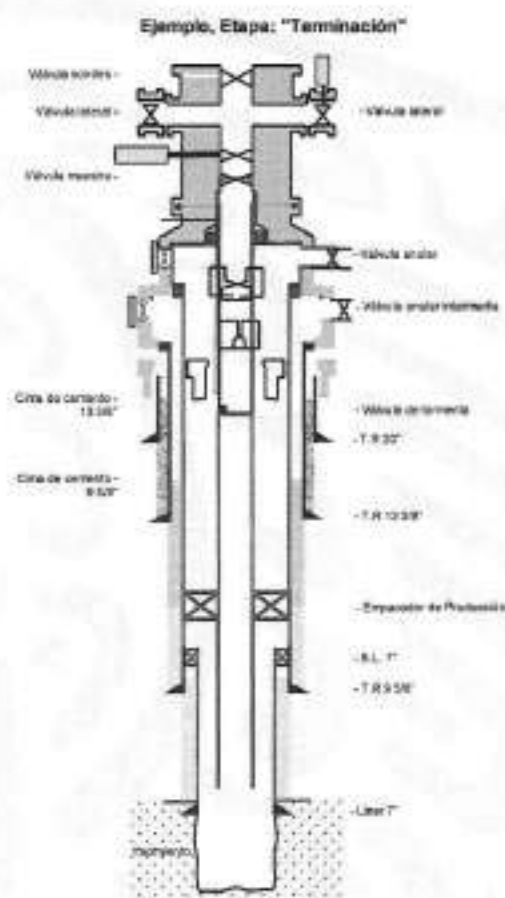
No.	Concepto	SI	No	N/A	Observaciones	Responsable
(continuación)						
	monitoreo de las condiciones de las Barreras					
7	¿Se tiene alguna anomalía en las Barreras de seguridad?					
8	¿Se cuenta con el plan anual para el monitoreo de la integridad del pozo?					
9	Reporte anual del estado de la integridad de pozo					
10	Documentación de la integridad del pozo incluyendo las desviaciones y acciones correctivas almacenadas en la base de datos N-EXDIPO.					



GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP

Anexo 6.2 Diagrama de Barreras

Pozo:	Fecha:
Campo:	Elaborado por:
Tipo de pozo:	Aprobado por:
Fecha de Terminación:	Presión de trabajo del árbol:
Fecha de Reparación:	Presión de trabajo del cabezal de producción:
Estado actual del pozo:	Presión de trabajo del aparejo de producción:
	Presión máxima permisible anular "A":
	Presión máxima permisible anular "B":
	Presión máxima permisible anular "C":



Barrera primaria	
Elementos de barrera	Verificación
TR/Cemento de 7"	Prueba de integridad con 3000 psi
Boca de Uter 7"	Prueba de integridad con 3000 psi
TR/Cemento de 9 5/8"	Prueba de integridad con 3000 psi
Empacador de Producción para 9 5/8"	Prueba de integridad con 2000 psi y 2000
Aparejo de producción	Prueba de aparejo con 5000 psi
Válvula de tormenta	Prueba negativa con diferencial = 3000 psi

Barrera secundaria	
Elementos de barrera	Verificación
TR/Cemento de 9 5/8"	Prueba de integridad con 3000 psi
Sellos de colgador de TR de 9 5/8"	Prueba de integridad con 2000 psi
Cuerpo de cabezal de producción	Prueba de integridad con 2000 psi
Válvula lateral del cabezal de producción	Prueba de integridad con 2000 psi
Sellos de bola colgadora	Prueba de integridad con 3000 psi
Válvula maestra	Prueba de integridad con 5000 psi

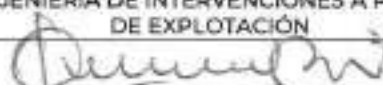
Notas

GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP

Anexo 6.3 Límites de operación durante la construcción del pozo

Información del Pozo		Estado Mecánico
Fecha de actualización:		
Nombre del pozo:		
Tipo de pozo:		
Etapas de perforación:		
Arreglo de preventores:		
Identificación de alguna fuga o falla en algún componente de los BOP's:		
Incompatibilidad del fluido de control con los elastómeros de los BOP's:		
Existe algún requerimiento de monitoreo especial:		
Límites de operación para las CSC	Datos	
H ₂ S:		
CO ₂ :		
Presión de trabajo:		
Presión de prueba:		
Presión de operación:		
Temperatura máxima:		
Límites de operación para la TR-Formación	Datos	
Presión de fractura en la zapata o zona más débil esperada:		
Presión interna de la TR's expuestas:		
Velocidad de introducción de la TR para evitar pistoneo:		
Velocidad de introducción de la sarta de perforación para evitar pistoneo:		
Velocidad de extracción de la sarta de perforación para evitar suéveo:		
Volumen máximo de influx sin fracturar la zona más débil:		



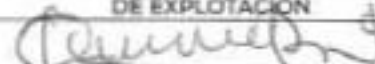


GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP

Anexo 6.4 Límites de operación durante la vida productiva del pozo

Información del Pozo		Estado Mecánico		
Fecha de actualización:				
Nombre del pozo:				
Tipo de pozo:				
Objetivo (formación productora):				
Fecha de la Terminación:				
Características del arreglo de cabezales:				
Características del árbol de válvulas:				
Identificación de alguna fuga o falla en algún componente de las barreras del pozo:				
Existe alguna limitante en el tipo de fluido de control o de terminación para el pozo:				
Existe algún requerimiento de monitoreo especial:				
Límites de operación para el aparejo de producción:	min/max			
H ₂ S:				
CO ₂ :				
Arena:				
Presión de inyección:				
Relación gas-a-aceite:				
Corte de agua:				
Densidad del fluido producido:				
Densidad del gas producido:				
Presión:				
Temperatura:				
Presión de cierre en superficie:				
Gasto de líquidos producidos/inyección:				
Gasto de gas producido/inyección:				
Gasto del sistema artificial de producción:				
Límites de operación de los espacios anulares:	Espacio anular A	Espacio anular B	Espacio anular C	Comentarios
Presión máxima permisible en superficie:				
Presión de operación máxima en superficie:				
Presión de operación mínima en superficie:				

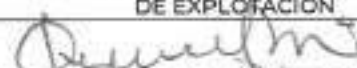




GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP

Anexo 6.5 Acta de entrega del pozo

1. Ubicación del Pozo	Datos
Fecha:	
Nombre del pozo:	
Pozo terrestre/marino:	
Objetivo (formación productora):	
Coordenadas del pozo y objetivo UTM:	
Licencia/permiso/bloque:	
Elevación de la mesa rotaria:	
Transte de agua:	
Profundidad total (m/drw):	
Equipo de perforación/terminación/operación:	
2. Tipo de pozo	Datos
Tipo de asignación del pozo (Expl., Delim., Des.):	
Clasificación del pozo (productor, inyector):	
3. Detalles de la intervención del pozo y aseguramiento de flujo	Indicar nombre del archivo con la información solicitada
Estado mecánico de las TR's, detallando pesos, grados, diámetros y tipos de roscas:	
Cementaciones (tipo de cemento, cimas, volumen bombeado/retornado en cada TR), número de controladores:	
Estado mecánico de la terminación del pozo indicando profundidades (m/drw), descripción del aparejo de producción (diámetros, líneas, grados y tipo de roscas), descripción de cada uno de los componentes del aparejo (tipo, modelo, número de parte, presiones de trabajo y tipo de roscas):	
Distribución de los cabezales y árbol de válvulas, mostrando los componentes principales, el tamaño de válvulas, proveedor, tipo, rango PSI, número de parte de las válvulas (hidráulica/mecánica), número de vueltas para abrir/cerrar o tiempo para cerrar los actuadores, diámetro interno, presión de trabajo, tipo de grasa, volumen de las cámaras hidráulicas, documentos que avalen las pruebas de presión:	
Datos de la válvula de seguridad subsuperficial (tipo, tamaño, presión de trabajo, número de serie de la válvula, diámetro interno, tipo y volumen del fluido hidráulico requerido):	
Datos de las pruebas de presión de la válvula seguridad subsuperficial (gráficas de las curvas de apertura y cierre):	
Fluido empacante (tipo, volumen, aditivos):	
Presión máxima en superficie de los espacios anulares (incluyendo la base de cálculo para cada espacio anular) y la máxima presión permisible en la tubería de producción:	
Diagramas de barreras del pozo donde se muestre la barrera primaria y secundaria, el estado e identificación de cada barrera, su profundidades/fugas asociadas/funciones/pruebas de verificación realizadas. Cualquier falla relacionada con los elementos de las barreras deberá estar claramente identificada y reportada:	



GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP

3. Detalles de la intervención del pozo y aseguramiento de flujo	Indicar el nombre del archivo con la información solicitada
(continuación)	
Trayectoria direccional del pozo (ángulo, severidades, md, mv, desplazamiento horizontal):	
Estado final del pozo al momento de la entrega (procedimientos o instructivos de trabajo para el arranque del pozo, quitar taponos, barrenas, etc.):	
Pescados (indicar el detalle de cualquier pez que se deje en el pozo, incluyendo profundidad y tamaño):	
4. Consideraciones de diseño	Indicar nombre del archivo con la información solicitada/Datos
Vida del pozo considerada para el diseño (años):	
Gastos de producción/inyección considerados (aceite/gas/agua):	
Envoltorios de operación del pozo, incluir la documentación correspondiente en el caso de contar con desviaciones al diseño original o procedimientos (dispensas):	
Procedimientos de arranque/inyección tomando en cuenta la producción de arena, así como los cambios de presión y temperatura:	
Programas de mantenimiento (cabezal, árbol, válvula subsuperficial, válvulas de fondo, sistemas de inyección de químicos y sistemas de monitoreo):	
5. Información del yacimiento	Datos
Disparos (tamaño y tipo de pistolas, profundidad disparada, densidad, fase, diámetro de orificio, penetración):	
Presión y temperatura del yacimiento:	
Parafinas/asfaltenos/hidratos:	
Gravedad específica del aceite/gas:	
Relación gas-aceite:	
Características del agua producida (Cloruros, bario, calcio, bicarbonatos, riesgo de incrustaciones):	
6. Corrosión	Datos
H ₂ S:	
CO ₂ :	

Entrega

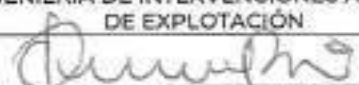
Recibe



GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP

Anexo 6.6 Identificación de riesgos y medidas de control

Numerales (Actividades, Tareas, Requisitos Técnicos u otros)	Peligros y Riesgos Potenciales identificados			Medidas de Control	Trazabilidad de la regulación
	De Seguridad Industrial y Seguridad Operativa	Ambientales	Personales		
5.1 Introducción 5.2 Insumos para la Guía Operativa 5.3 Entregables de la Guía Operativa 5.4 Barreras de seguridad 5.5 Integridad de pozos 5.6 Abandono de pozos	Riesgos potenciales al NO cumplir con los requisitos estipulados: 5.1 N/A. 5.2 • Falta de aplicación de criterios técnicos provenientes de otras Guías técnicas para el cumplimiento de los entregables de esta Guía. 5.3 • Falta de análisis que soporte el manejo de la integridad durante el ciclo de vida del pozo. 5.4 • Fallas en las Barreras de Seguridad durante su instalación y pruebas. 5.5 • Problemas operativos durante la construcción y operación de pozos. • Fallas en los elementos de Barrera del pozo (empacadores, tuberías, cemento, etc.) durante la vida productiva del pozo. • Fallas de las Barreras de seguridad (ej. válvulas de tormenta) durante la vida productiva del pozo. • Incremento de tiempos no productivos/pérdida de producción durante la construcción y operación de pozos.	Riesgos potenciales al NO cumplir con los requisitos estipulados: 5.4 • Fugas de las Barreras permanentes. 5.5 • Descargas no controladas de hidrocarburos a superficie y comunicación con acuíferos someros. 5.6 • Fugas y comunicación a los espacios anulares/TP en pozos abandonados temporal o permanentemente.	Riesgos potenciales al NO cumplir con los requisitos estipulados: 5.4 • Daños al personal por falta de experiencia en el desarrollo de los trabajos.	5.1 N/A 5.2 • Revisar las Guías Operativas a las que hace referencia este documento. 5.3 • Aplicar el listado de verificación del anexo 6.1 para asegurar el cumplimiento de los entregables de la presente Guía. 5.4 • Realizar la asignación de tareas/análisis al personal involucrado en el diseño del pozo. • Apoyarse a los criterios establecidos en este documento para la aplicación de las mejores prácticas de la industria. • Realizar la validación de las capacidades técnicas del personal especialista que realizará los trabajos de construcción de pozos. 5.5 • Tomar en cuenta las mejores prácticas de la industria en materia de Integridad de Pozos establecidas en el presente documento. • Tomar en cuenta en el diseño del pozo las condiciones de trabajo esperadas durante el ciclo de vida del pozo. • Establecer los límites de operación en el manejo de predones anulares de acuerdo con el diseño del pozo.	5.1 a) El presente numeral No se establece para cumplir alguna regulación. b) El presente numeral Si es una modificación de una versión previa del Documento Operativo ("Guía Operativa Única para el manejo de la integridad durante el diseño, construcción, vida productiva y Abandono de pozos en PEP", clave: GO-DE-TC-0015-2018, versión: primera, Octubre 2018). 5.2 a) El presente numeral No se establece para cumplir alguna regulación. b) El presente numeral Si es una modificación de una versión previa del Documento Operativo ("Guía Operativa Única para el manejo de la integridad durante el diseño, construcción, vida productiva y Abandono de pozos en PEP", clave: GO-DE-TC-0015-2018, versión: primera, Octubre 2018). 5.3 a) El presente numeral No se establece para cumplir alguna regulación. b) El presente numeral No es una modificación de una versión previa del Documento Operativo ("Guía Operativa Única para el manejo de la integridad durante el diseño, construcción, vida productiva y Abandono de pozos en PEP", clave: GO-DE-TC-0015-2018, versión: primera, Octubre 2018).

 PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	GO-DE-TC-0015-2019		PÁG: 89	DE: 95
	DICIEMBRE DE 2019		VERSIÓN:	SEGUNDA
	RESPONSABLE TÉCNICO:			
	NOMBRE Y CARGO:	GUSTAVO ALEJANDRO HIGA PINO SUPLENTE POR AUSENCIA DEL GERENTE DE INGENIERÍA DE INTERVENCIONES A POZOS DE EXPLOTACIÓN		
FIRMA:				
GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP				

Numerales (Actividades, Tareas, Requisitos Técnicos u otros)	Peligros y Riesgos Potenciales identificados			Medidas de Control	Trazabilidad de la regulación
	De Seguridad Industrial y Seguridad Operativa	Ambientales	Personales		
(continuación)					
				• Establecer los requerimientos de operación y mantenimiento a las Barreras de seguridad de los pozos (ej. válvulas de tormenta). • Considerar en los análisis de riesgos (ARP) los aspectos críticos en el diseño/operación y establecer los planes de acción para mitigar o reducir los eventos no deseados. 5.6 • Tomar en cuenta las mejores prácticas de la industria en materia de Abandono de pozos establecidas en el presente documento.	5.4. a) El presente numeral No se establece para cumplir alguna regulación. b) El presente numeral Si es una modificación de una versión previa del Documento Operativo ("Guía Operativa única para el manejo de la integridad durante el diseño, construcción, vida productiva y Abandono de pozos en PEP", clave: GO-DE-TC-0015-2018, versión: primera, Octubre 2018). 5.5 a) El presente numeral No se establece para cumplir alguna regulación. b) El presente numeral No es una modificación de una versión previa del Documento Operativo ("Guía Operativa única para el manejo de la integridad durante el diseño, construcción, vida productiva y Abandono de pozos en PEP", clave: GO-DE-TC-0015-2018, versión: primera, Octubre 2018). 5.6 a) El presente numeral Si se establece para cumplir alguna regulación. b) El presente numeral Si es una modificación de una versión previa del Documento Operativo ("Guía Operativa única para el manejo de la integridad durante el diseño, construcción, vida productiva y Abandono de pozos en PEP", clave: GO-DE-TC-0015-2018, versión: primera, Octubre 2018).

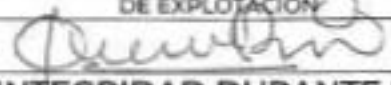
ING. GUSTAVO ALEJANDRO HIGA PINO

SUPLENTE POR AUSENCIA DEL GERENTE DE INGENIERÍA DE INTERVENCIONES A POZOS DE EXPLOTACIÓN

SUBDIRECCIÓN TÉCNICA DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN



Este Documento es información reservada y para uso interno por parte del personal autorizado de Pemex Exploración y Producción. Ninguna parte de este puede circularse, citarse o reproducirse para su distribución externa, sin previa Autorización escrita de la Dirección General de Pemex Exploración y Producción

 PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	GO-DE-TC-0015-2019		PÁG: 90	DE: 95
	DICIEMBRE DE 2019		VERSIÓN:	SEGUNDA
	RESPONSABLE TÉCNICO:			
	GUSTAVO ALEJANDRO HIGA PINO SUPLENTE POR AUSENCIA DEL GERENTE DE INGENIERÍA DE INTERVENCIONES A POZOS DE EXPLOTACIÓN			
NOMBRE Y CARGO:				
FIRMA:				
GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP				

Anexo 6.7 Administración de cambios en la actualización de documentos operativos

NUMERAL QUE SE MODIFICA	DICE EN VERSIÓN QUE SE ACTUALIZA	CAMBIO APLICADO EN LA VERSIÓN ACTUALIZADA	JUSTIFICACIÓN NORMATIVA O TÉCNICA	ADMINISTRACIÓN DEL CAMBIO			
				El cambio incrementa o genera nuevos riesgos (Si/No)	Los nuevos riesgos son identificados y controlados (Si/No)	La versión que se actualiza se estableció para cumplir alguna regulación, alguna recomendación derivada de ACR, ARP u otro, o alguna no conformidad (Si/No)	La versión actualizada continúa cumpliendo con la regulación, recomendación derivada de ACR, ARP u otro, o alguna no conformidad que motivó la versión anterior (Si/No)
2. ÁMBITO DE APLICACIÓN Y ALCANCE.	Ámbito de Aplicación: Esta guía operativa es aplicación obligatoria para el personal de Pemex Exploración y Producción que realice actividades de perforación, terminación, reparación, manejo de la producción y Abandono de pozos.	Ámbito de Aplicación: Esta Guía Operativa es aplicación obligatoria para el personal de Pemex Exploración y Producción que realice actividades de perforación, terminación, reparación, manejo de la producción y Abandono de pozos.	Ajustes de acuerdo al nuevo Estatuto de PEP 2019.	No	N/A	No	Si
2. ÁMBITO DE APLICACIÓN Y ALCANCE.	Alcance: Esta Guía cancela y sustituye a los siguientes documentos operativos:...	Alcance: Este documento cancela y sustituye a los siguientes documentos: "Guía Operativa única para el manejo de la integridad durante el diseño, construcción, vida productiva y Abandono de pozos en PEP", clave: GO-DE-TC-0015-2018, versión: primera, Octubre 2018. "Procedimiento operativo de diseño para sislar intervalos probados", clave: PO-DP-DI-0014-	Ajustes debido a la actualización de la Guía.	No	N/A	No	Si



Este Documento es información reservada y para uso interno por parte del personal autorizado de Pemex Exploración y Producción. Ninguna parte de este puede circularse, altarse o reproducirse para su distribución externa, sin previa Autorización escrita de la Dirección General de Pemex Exploración y Producción

GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP

NUMERAL QUE SE MODIFICA	DICE EN VERSIÓN QUE SE ACTUALIZA	CAMBIO APLICADO EN LA VERSIÓN ACTUALIZADA	JUSTIFICACIÓN NORMATIVA O TÉCNICA	ADMINISTRACIÓN DEL CAMBIO			
(continuación)							
		2014, versión: primera, Diciembre 2014					
3. MARCO NORMATIVO	1. Guía Operativa para el éxito mecánico, reserva, producción y rentabilidad de las intervenciones a pozos exploratorios y de desarrollo aplicando la metodología VCDSE clave GO-DE-TC-0009-2018.	1. Estatuto orgánico de Petróleos Mexicanos, Julio 2019.	Ajustes de acuerdo a la Guía para elaborar y actualizar documentos operativos GO-NO-TC-0001-2019	No	N/A	No	Si
5.2 Mapa de proceso de intervenciones a pozos en PEP	5.2 Mapa de proceso de intervenciones a pozos en PEP	Se elimina sección.	No se tienen disponibles todas las Guías a las que hace referencia el mapa de proceso.	No	N/A	No	Si
5.3 Insumos para la Guía operativa	Tabla No. 1. Insumos de la Guía Operativa para el manejo de la integridad de pozos.	Tabla No. 1. Insumos de la Guía Operativa para el manejo de la integridad de pozos.	Ajustes de acuerdo a la Guía para elaborar y actualizar documentos operativos GO-NO-TC-0001-2019	No	N/A	No	Si
5.5.1 Roles y responsabilidades	Tabla No. 3. Roles y responsabilidades durante las fases VCD. Tabla No. 4. Roles y responsabilidades durante la fase de Seguimiento. Tabla No. 5. Roles y responsabilidades durante la fase de Evaluación. Tabla No. 6. Roles y responsabilidades durante la etapa de producción de pozos. Tabla No. 7. Roles y responsabilidades durante la etapa de Abandono de pozos.	Tabla No. 3. Roles y responsabilidades durante las fases VCD. Tabla No. 4. Roles y responsabilidades durante la fase de Seguimiento. Tabla No. 5. Roles y responsabilidades durante la fase de Evaluación. Tabla No. 6. Roles y responsabilidades durante la etapa de producción de pozos. Tabla No. 7. Roles y responsabilidades durante la etapa de Abandono de pozos.	Ajustes de acuerdo al nuevo Estatuto de PEP 2019.	No	N/A	No	Si





GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP

NUMERAL QUE SE MODIFICA	DICE EN VERSIÓN QUE SE ACTUALIZA	CAMBIO APLICADO EN LA VERSIÓN ACTUALIZADA	JUSTIFICACIÓN NORMATIVA O TÉCNICA	ADMINISTRACIÓN DEL CAMBIO			
(continuación)							
5.7.2 Criterios para el Abandono permanente	Tabla No. 13. Diferentes criterios para el aislamiento de intervalos en agujero entubado.	Tabla No. 13. Diferentes criterios para el aislamiento de intervalos en agujero entubado	Ajustes de acuerdo a la normatividad de ASEA 2019.	No	N/A	Si	No
5.7.6 Número y posición de las Barreras	Tabla No. 14. Criterios para el número y posición de las Barreras permanentes.	Tabla No. 14. Criterios para el número y posición de las Barreras permanentes.	Ajustes de acuerdo con la normatividad de ASEA 2019.	No	N/A	Si	No
5.7.6 Número y posición de las Barreras	Número de Barreras permanentes: 02 Barreras probadas independientes, incluyendo una Barrera mecánica a través de la trayectoria de flujo para las zonas con potencial de flujo (zonas con hidrocarburos y zonas que contienen agua con presión anormalmente alta). Posición de las Barreras permanentes: Se deben aislar las zonas potenciales de flujo para prevenir: • Flujo descontrolado de gas natural. • Flujo cruzado. • Contaminación de aguas subterráneas. • Los tapones deben aislar formaciones productoras de hidrocarburos y	Número de Barreras permanentes: 02 Barreras probadas independientes a través de la trayectoria de flujo para las zonas con potencial de flujo (zonas con hidrocarburos y zonas que contienen agua con presión anormalmente alta), pudiendo utilizar una Barrera mecánica como soporte al tapón de cemento. Posición de las Barreras permanentes: Posición de las Barreras permanentes • Los tapones deben aislar formaciones productoras de hidrocarburos y evitar la migración de fluidos de formación	Ajustes de acuerdo a la normatividad de ASEA 2019.	No	N/A	Si	No

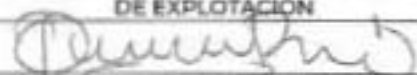




GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP

NUMERAL QUE SE MODIFICA	DICE EN VERSIÓN QUE SE ACTUALIZA	CAMBIO APLICADO EN LA VERSIÓN ACTUALIZADA	JUSTIFICACIÓN NORMATIVA O - TÉCNICA	ADMINISTRACIÓN DEL CAMBIO			
(continuación)							
	evitar la migración de fluidos de formación dentro del pozo.	dentro del pozo.					
5.7.8 Criterios para el taponamiento permanente en agujero descubierto.	Tabla No. 15. Diferentes criterios para el aislamiento de intervalos en agujero descubierto.	Tabla No. 15. Diferentes criterios para el aislamiento de intervalos en agujero descubierto.	Ajustes de acuerdo a la normatividad de ASEA 2019.	No	N/A	Si	No
5.7.9 Criterios para el taponamiento permanente en agujero entubado.	Tabla No. 16. Diferentes criterios para el aislamiento de intervalos en agujero entubado.	Tabla No. 16. Diferentes criterios para el aislamiento de intervalos en agujero entubado.	Ajustes de acuerdo a la normatividad de ASEA 2019.	No	N/A	Si	No
5.6.12 Contenido del programa del Abandono del pozo	(No se tiene sección)	El programa de Abandono del pozo debe contener al menos la siguiente información.	Ajustes de acuerdo a la normatividad de ASEA 2019.	No	N/A	Si	No
7. Control de revisión de la guía operativa.	La Gerencia de Intervenciones a Pozos de la Subdirección de Especialidad de Explotación revisará esta Guía Operativa cada tres años.	La Gerencia de Ingeniería de Intervenciones a Pozos de Explotación de la Subdirección de Técnica de Exploración y Producción revisará esta Guía Operativa cada tres años.	Ajustes de acuerdo con el nuevo Estatuto de PEP 2019.	No	N/A	No	Si





GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP

Anexo 6.8 Cuestionario de evaluación

Centro de trabajo: _____

Área o Función: _____ Fecha: _____

Clave del Documento Operativo difundido: _____

Nombre del trabajador: _____

- 1.- ¿Cómo se define una Barrera?
- 2.- ¿Cuál es la clasificación de las Barreras?
- 3.- ¿Cuáles son las características de una Barrera permanente?
- 4.- ¿Qué significa la filosofía de doble Barrera?
- 5.- ¿Qué etapas comprende el ciclo de vida del pozo?
- 6.- ¿Cuál es el objetivo de la integridad de pozos?
- 7.- ¿Para qué sirve el cálculo de la MAASP?
- 8.- ¿Cuándo se realiza un Abandono temporal?
- 9.- ¿Qué es una Barrera combinada?
- 10.- ¿Cuál es material comúnmente usado en las Barreras permanentes?

Trabajador: _____

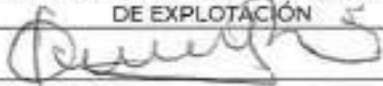
(NOMBRE, FICHA Y FIRMA)

Evaluador: _____

(NOMBRE, FICHA Y FIRMA)

Observaciones de quien evalúa: _____




 PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN	GO-DE-TC-0015-2019	PÁG: 95	DE: 95
	DICIEMBRE DE 2019	VERSIÓN:	SEGUNDA
	RESPONSABLE TÉCNICO:		
	NOMBRE Y CARGO:	GUSTAVO ALEJANDRO HIGA PINO SUPLENTE POR AUSENCIA DEL GERENTE DE INGENIERÍA DE INTERVENCIONES A POZOS DE EXPLOTACIÓN	
FIRMA:			
GUÍA OPERATIVA ÚNICA PARA EL MANEJO DE LA INTEGRIDAD DURANTE EL DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, VIDA PRODUCTIVA Y ABANDONO DE POZOS EN PEP			

7. CONTROL DE REVISIÓN DE LA GUÍA OPERATIVA

La Gerencia de Ingeniería de Intervenciones a Pozos de Explotación de la Subdirección Técnica de Exploración y Producción revisará esta Guía Operativa cada tres años.

Dicha revisión debe realizarse inclusive antes de la frecuencia de revisión establecida a esta Guía Operativa, si se presentan cualquiera de las siguientes circunstancias:

- Por requerimientos justificados del área generadora o usuaria.
- Por cambios o modificaciones en: instalaciones, tecnologías, proceso, filosofía de operación, estructura organizacional, funciones del personal o de las unidades administrativas, o en la normatividad, que modifique o altere los requisitos establecidos.

Todo usuario puede hacer sugerencias o recomendaciones a esta Guía Operativa. Las sugerencias o recomendaciones deben ser enviadas a la Gerencia de Ingeniería de Intervenciones a Pozos de Explotación de la Subdirección Técnica de Exploración y Producción a la siguiente dirección: Boulevard Adolfo Ruiz Cortines No.1202, Piso 7, edificio Pirámide, Fracc. Oropeza, C.P. 86030, Villahermosa, Tabasco, la cual analizará la procedencia de cada una de ellas y en su caso realizará la revisión correspondiente.

Fecha de próxima revisión de la Guía Operativa: Diciembre de 2022.

Revisión:	Fecha:	Nombre	Descripción de Cambios	Versión
0	Octubre 2018	Héctor S. Salgado Castro Francisco J. Treviño García		Primera
1	Diciembre 2019	Antonio Enrique Zamarrón Galván	Se adecúa la Guía Operativa al nuevo Estatuto Orgánico de PEP de Julio de 2019 y se considera la actualización en los criterios técnicos para el Abandono de pozos establecidos por la ASEA del 7 de Junio del 2019.	Segunda

