



Comisión Nacional de Hidrocarburos

LINEAMIENTOS de Perforación de Pozos (Continuación)

Publicados en el Diario Oficial de la Federación el 14 de octubre de 2016.
Reforma publicada en el Diario Oficial de la Federación el 28 de noviembre de 2017.

TEXTO VIGENTE

ANEXO V

GUÍA PARA REALIZAR ACTIVIDADES DE SEGUIMIENTO DE LA INTEGRIDAD DE POZOS

- Objeto.** La presente Guía tiene por objeto establecer los elementos técnicos, procedimientos, prácticas operativas y requerimientos básicos que el Operador Petrolero debe observar y acreditar, para realizar las actividades de Seguimiento de la Integridad de los Pozos que vaya a perforar. Lo anterior, sujeto al proceso de evaluación específica señalado en el artículo 9 de los Lineamientos.

El Seguimiento de la Integridad de un Pozo deberá conceptualizarse desde su Diseño y para todo el Ciclo de Vida del mismo, hasta su Abandono, incluyendo su Mantenimiento.

En la solicitud de Autorización para la Perforación de un Pozo, el Operador Petrolero deberá prever la forma en que dará seguimiento a las operaciones que inciden en la integridad del mismo. Lo anterior, desde su Diseño, Perforación y Terminación correspondiente.

Asimismo, durante la ejecución del Diseño, los Operadores Petroleros podrían encontrarse en la necesidad de efectuar Reentradas o Profundizaciones, que modifiquen la Autorización que le fue expedida originalmente. Atentos a estas modificaciones, los Operadores Petroleros deberán revisar o, en su caso, ratificar la forma en que darán seguimiento a operaciones que pudiesen afectar la Integridad de los Pozos.

En los Pozos que ya han sido perforados, los Operadores Petroleros podrían enfrentarse a la necesidad u oportunidad de realizar cambios de método de producción, reparación o Mantenimiento, Conversión y Abandono, entre otros supuestos. Dichos cambios implican la necesidad de que el Operador Petrolero deba revisar o, en su caso, ratificar la forma en que darán seguimiento a operaciones que pudiesen afectar la Integridad de los Pozos.

Por lo anterior, el Seguimiento de la Integridad de un Pozo, conforme a lo establecido en los Lineamientos, se refiere a las acciones que los Operadores Petroleros deberán prever para garantizar la continuidad de las actividades subsecuentes o consecuentes de un programa, sin el riesgo de afectar la Integridad del Pozo.

El presente Anexo se estructura en secciones que comprenden las siguientes etapas del Ciclo de Vida del Pozo:

- Primera sección. Comprende las actividades previas a la Perforación y Terminación hasta el movimiento de Equipos;
- Segunda sección. Comprende las actividades que el Operador Petrolero realiza a partir del movimiento de Equipos, hasta antes de iniciar el Abandono;



- C. Tercera sección. Comprende las actividades de Abandono, y
 - D. Cuarta sección. Incluyen los avisos, informes y notificaciones que deberá presentar el Operador Petrolero para dar Seguimiento de la Integridad de Pozos.
2. **Actualización del Anexo.** La Comisión podrá en todo momento crear y coordinar grupos de trabajo para la actualización periódica y, en su caso, revisión del presente Anexo. Lo anterior, conforme a lo establecido en el artículo 9, de los Lineamientos.
3. **Definiciones.** Para efectos de la interpretación y aplicación del presente Anexo, además de las definiciones contenidas en el artículo 4 de la Ley de Hidrocarburos, en singular o plural, se atenderá al Glosario de Términos contenido en el Anexo I de los Lineamientos.
4. **De los avisos que el Operador Petrolero debe realizar conforme al presente Anexo.** Los Operadores Petroleros deberán dar los siguientes avisos a la Comisión, de conformidad con los plazos y nivel de detalle señalados en la Cuarta Sección –de los Avisos, informes y notificaciones para dar Seguimiento a la Integridad de Pozos- del presente Anexo.
- Dichos avisos quedarán comprendidos de acuerdo con las siguientes categorías:
- I. Inicio de actividades de perforación conforme al artículo 14 de los Lineamientos:
Fracción reformada, DOF 28-11-2017
 - a) Perforación, y
 - b) Abandono del Pozo.
 - II. Aviso trimestral donde los Operadores Petroleros reporten la programación, ejecución y resultados obtenidos de las prácticas operativas y demás actividades ejecutadas de los Programas de Perforación y de Seguimiento de la Integridad referidos en el presente Anexo. Lo anterior, de conformidad con el formato que para tal efecto establezca la Comisión.
Dentro de dicho aviso trimestral, el Operador Petrolero deberá reportar también las actividades siguientes:
 - a) Derogado;
Inciso derogado, DOF 28-11-2017
 - b) Derogado;
Inciso derogado, DOF 28-11-2017
 - c) Recuperación de Pozo Exploratorio;
 - d) Mantenimiento;
 - e) Derogado;
Inciso derogado, DOF 28-11-2017
 - f) Derogado;
Inciso derogado, DOF 28-11-2017
 - g) Derogado.
Inciso derogado, DOF 28-11-2017



Este aviso deberá entregarse dentro de los primeros 15 días hábiles del mes de enero, abril, julio y octubre y contendrá la información que ocurra durante el trimestre inmediato anterior.

La Comisión podrá prevenir a los Operadores Petroleros dentro de los 10 días hábiles posteriores a que éstos presenten este aviso, para que subsanen las inconsistencias o información faltante dentro de los siguientes 10 días hábiles a que hayan recibido la notificación correspondiente.

Los Operadores Petroleros deberán conservar la información relacionada con este aviso y mantenerla a disposición de la Comisión en caso de que ésta la requiera de conformidad con el artículo 10 de los Lineamientos.

- III.** Informe de avances y de los Indicadores de cumplimiento y de desempeño. Lo anterior, conforme a la periodicidad establecida en el presente Anexo y el formato correspondiente.

Primera Sección. Actividades previas a la Perforación y Terminación y hasta el movimiento de equipos.

5. Derogado.

Numeral derogado, DOF 28-11-2017

6. Derogado.

Numeral derogado, DOF 28-11-2017

7. Derogado.

Numeral derogado, DOF 28-11-2017

8. Derogado.

Numeral derogado, DOF 28-11-2017

9. Derogado.

Numeral derogado, DOF 28-11-2017

10. Derogado.

Numeral derogado, DOF 28-11-2017

Segunda Sección. Actividades durante el movimiento de Equipos hasta previo al Abandono

A. Actividades requeridas antes de la Perforación

- 11. Personal responsable de las actividades de Perforación y Terminación.** Los Operadores Petroleros deberán contar con un equipo multidisciplinario para el Diseño y la Construcción de los Pozos, el cual debe cubrir las siguientes especialidades:

- I. Geología;
- II. Geofísica;
- III. Geomecánica;
- IV. Petrofísica;



- V. Ingeniería de Yacimientos;
- VI. Ingeniería de Producción;
- VII. Ingeniería de Perforación;
- VIII. Ingeniería de Terminación;
- IX. Fluidos de Perforación y Terminación;
- X. Cementación;
- XI. Estimulación;
- XII. Límite técnico;
- XIII. Administración de Proyectos;
- XIV. Análisis de Riesgo;
- XV. Análisis de Costos y Evaluación Económica, y
- XVI. Supervisión de la Construcción del proyecto del Pozo.

Los Operadores Petroleros son responsables de asegurarse que cada persona que conforme el equipo multidisciplinario para el Diseño y Construcción de los Pozos, tenga las competencias y capacidades requeridas para el desarrollo de las actividades y tenga experiencia en las actividades a ejecutar.

12. Requerimientos para el movimiento de equipos y para la instalación de sistemas de paro de emergencia antes de la Perforación y Terminación de Pozos Costa Afuera. Los Operadores Petroleros deberán cumplir los siguientes requerimientos técnicos y acciones al instalar el sistema de paro de emergencia a que se refiere el artículo 12 de los Lineamientos.

- I. Antes de realizar el movimiento de la unidad de perforación en una plataforma, se deben cerrar todos los Pozos que estén produciendo en la misma área de dicha plataforma. Los Pozos deben ser cerrados en la superficie con una válvula maestra y por debajo de la superficie, con una válvula de seguridad SSSV como barrera secundaria;

Fracción reformada, DOF 28-11-2017

- II. En caso de que el Operador Petrolero considere conveniente utilizar un esquema diferente, debe notificarlo a la Comisión en un plazo no mayor a quince días hábiles posteriores al movimiento de la unidad de perforación. Se puede reanudar la producción una vez que la unidad de perforación esté en sus nuevas coordenadas, asegurada y lista para comenzar las actividades de Perforación y Terminación;

Fracción reformada, DOF 28-11-2017

- III. Los Operadores Petroleros pueden definir la distancia mínima de armado y desarmado o movimiento de equipos, con base en un Análisis de Riesgos Operativos manifestado en su solicitud de Autorización de Perforación, y

Fracción reformada, DOF 28-11-2017

- IV. Los Operadores Petroleros, antes de la Perforación de un Pozo desde la misma plataforma donde existen otros Pozos productores, deben instalar una estación



de paro de emergencia del equipo de perforación cerca de la consola del operador.

13. Conjunto de Preventores en actividades de Perforación y Terminación. Los Operadores Petroleros deberán realizar las siguientes actividades relacionadas con el Conjunto de Preventores para el Seguimiento de la Integridad de los Pozos:

- I. Instalar el Conjunto de Preventores inmediatamente después de haber asentado la tubería de revestimiento superficial o antes de perforar la zapata de dicha tubería y garantizar que el conjunto y sus componentes instalados permitan el control del Pozo;

Fracción reformada, DOF 28-11-2017

- II. Probar el Conjunto de Preventores, el cual se utilizará durante la Perforación y Terminación y permitirá controlar los flujos de la formación al interior del Pozo;

- III. Para Pozos en Aguas Profundas y Pozos en Aguas Ultra Profundas, los Operadores Petroleros deberán cumplir con los siguientes requerimientos técnicos:

- a) Una configuración de preventores como se indica a continuación:
- i. Un preventor esférico o anular;
 - ii. Dos preventores de arietes de tubería;
 - iii. Un preventor de arietes ciegos o ciego/cizalla, y
 - iv. Un preventor de arietes de cizalla, como última acción de control de brote. Este preventor debe ser capaz de cortar la tubería que se encuentre dentro del agujero.
- b) Cuando se manejan múltiples tuberías de producción de forma simultánea, incluir en el Conjunto de Preventores un preventor esférico o anular, un preventor de arietes de tubería, un preventor de arietes de tubería doble y un preventor de arietes ciego/cizalla;
- c) Utilizar dos estaciones de control remoto para accionar el conjunto. La primera debe ubicarse en el piso de perforación y la segunda debe estar ubicada en un sitio accesible y alejado del piso de perforación del equipo;
- d) Cuando se utiliza un Conjunto de Preventores submarino:
- i. Tres estaciones de control remoto operadas hidráulicamente, como mínimo;

Sub inciso reformado, DOF 28-11-2017

- ii. Un sistema manual de cierre de preventores como medida de seguridad en caso de que no se puedan operar los controles remotos, y
- iii. Un Vehículo de Operación Remota y personal capacitado para operar este equipo. La tripulación debe revisar todos los equipos de control de Pozos relacionados con el Vehículo de Operación Remota -tanto de superficie como submarinos- para asegurarse de que sea capaz de cerrar el Pozo durante las actividades de emergencia.



- e) En el caso de utilizar una plataforma con posicionamiento dinámico para actividades de Perforación y Terminación en aguas profundas con Conjunto de Preventores submarino, los Operadores Petroleros deben instalar:
 - i. Un sistema automatizado de cierre de arietes de cizalla, en caso de que ocurra una desconexión del paquete inferior del *Riser -Lower Marine Riser Package*, LMRP, por sus siglas en inglés-, y
 - ii. Un sistema de cierre automático del Pozo para el caso de ausencia o pérdida de suministro hidráulico y del sistema de control electrónico utilizado en el Conjunto de Preventores.

14. Desviador de Flujo. Para el diseño, instalación y puesta en marcha del Desviador de Flujo, el cual se utiliza como medio de control del Pozo antes de cementar la tubería de revestimiento y colocar el Conjunto de Preventores para desviar el flujo de fluidos de formaciones someras a lugares alejados del equipo y del personal, el Operador Petrolero debe considerar las siguientes acciones y premisas:

- I. Los Operadores Petroleros deberán considerar en el diseño e instalación del Desviador de Flujo los siguientes requerimientos mínimos:
 - a) Utilizar un arreglo dual de las líneas del desviador para tener capacidad de desviar el flujo en la dirección del viento;
 - b) Utilizar al menos dos estaciones de control del desviador. Una estación debe estar ubicada en el piso de perforación y la otra en un sitio de fácil acceso alejado del piso de perforación;
 - c) Utilizar sólo válvulas de control remoto en las líneas del desviador. Todas las válvulas en el sistema desviador deberán abrirse completamente. No se deberán instalar válvulas manuales en ninguna parte del sistema desviador;
 - d) Reducir al mínimo el número de curvaturas y maximizar el radio de éstas, sobre todo en los ángulos rectos de las líneas del desviador. En los Pozos Costa Afuera, en las unidades de perforación soportadas en el lecho marino, se permitirá únicamente una curvatura de 90° en cada línea;
 - e) Anclar y soportar el desviador para prevenir movimientos bruscos y vibraciones;
 - f) Proteger todos los instrumentos de control del desviador y las líneas de desvío de posibles daños por golpes o caídas de objetos, y
 - g) En Pozos en Aguas Profundas y Pozos en Aguas Ultra Profundas, se debe utilizar un carrete y líneas de desviación que tengan un diámetro nominal de al menos 0.254 metros para configuraciones de cabezal para las tuberías de revestimiento superficial, y de al menos 0.304 metros para actividades de perforación en unidades flotantes.
- II. En Pozos en Aguas Profundas y Ultra Profundas, los Operadores Petroleros pueden realizar los siguientes cambios en el Desviador de Flujo, siempre y cuando hayan sido incluidos en la solicitud de Autorización:

En caso de:	Se debe:
Uso de mangueras flexibles en lugar de tubería rígida en el Desviador de Flujo.	Utilizar mangueras flexibles con conexiones integrales.



Uso de un solo carrete para el Desviador de Flujo.	Disponer de múltiples líneas que cumplan con los requisitos de diámetro interno mínimo. Tener la capacidad de poder desviar el flujo en la dirección del viento.
Uso de un carrete con una salida con diámetro menor a 0.254 metros.	Utilizar un carrete de 2 salidas con un diámetro interno mínimo de 0.203 metros.
Uso de un Desviador de Flujo único para actividades de perforación con unidades flotantes con posicionamiento dinámico.	Mantener el equipo orientado de manera tal que el desvío del flujo siga la dirección del viento.

- III. Al instalar el Desviador de Flujo, los Operadores Petroleros deberán accionar los elementos de sello, las válvulas, los sistemas de control y las estaciones de control del desviador. Asimismo, deberán realizar una prueba de flujo de las líneas de desahogo. En Pozos en Aguas Profundas o Ultra Profundas, los Operadores Petroleros deberán apearse al menos a lo establecido en el estándar API RP 53, o similares.

Fracción reformada, DOF 28-11-2017

- IV. Los Operadores Petroleros deberán registrar la hora, fecha y los resultados de todos los accionamientos y pruebas del Desviador del Flujo en un reporte de perforación. Además, deberán:
- a) Registrar las pruebas de presión del desviador en una gráfica de presiones;
 - b) Identificar la estación de control utilizada durante la prueba o accionamiento;
 - c) Identificar los problemas e irregularidades observadas durante la prueba o accionamientos y llevar registro de las acciones tomadas para solucionar los problemas e irregularidades, y
 - d) Conservar todas las gráficas de presiones y reportes de las pruebas y accionamientos del sistema desviador en las instalaciones, durante todo el tiempo que tarde la Perforación del Pozo.

Toda la información especificada en esta fracción debe estar disponible para la Comisión cuando ésta lo requiera, conforme a lo establecido en el artículo 10 de los Lineamientos.

Los Operadores Petroleros deberán incluir el diseño e instalación del Desviador de Flujo dentro del Programa de Perforación final, que debe presentarse con la solicitud de Autorización.

Párrafo reformado, DOF 28-11-2017

B. Actividades requeridas durante la Perforación y Terminación de Pozos

15. **Fluidos de perforación.** Los fluidos de perforación son una barrera primaria de control durante la Perforación, en términos de la Integridad del Pozo.

Párrafo reformado, DOF 28-11-2017



Los Operadores Petroleros deberán llevar a cabo las Mejores Prácticas de la industria relacionadas con el uso de fluidos de perforación, incluyendo las siguientes prácticas:

- I. Implementar las siguientes normas durante la Perforación de cada fase del Pozo:
 - a) Norma API RP 13 B-1: “Prácticas recomendadas de procedimientos estándares para determinar las características de fluidos de perforación base agua”, y
 - b) Norma API RP 13 B-2: “Prácticas recomendadas de procedimientos estándares para fluidos de perforación base aceite”.
- II. Disponer de los equipos requeridos para el monitoreo de fluidos de perforación de acuerdo con las Mejores Prácticas de la industria, y
- III. Llevar un registro de los inventarios diarios de los fluidos de perforación, así como de los Materiales y aditivos utilizados durante su preparación.

El Operador Petrolero debe conservar este registro de conformidad con el artículo 10 de los Lineamientos y mantenerla a disposición de la Comisión en caso de que ésta lo requiera.

- 16. Seguimiento de la Integridad a través del programa de adquisición de información para el aseguramiento de la Integridad del Pozo.** En materia de aseguramiento de la Integridad de los Pozos, los Operadores Petroleros deberán seguir el programa de adquisición de información durante las actividades de Perforación y Terminación de Pozos.

El programa de adquisición de información debe incluir registros geofísicos, muestras y núcleos de roca –incluida la sal–, así como fluidos, necesarios para determinar las características de la columna estratigráfica y de los Yacimientos de Hidrocarburos, así como la presencia, calidad y cantidad de Hidrocarburos en las formaciones penetradas.

Este programa forma parte del Programa de Perforación final, que acompaña a la solicitud de Autorización de Perforación.

Párrafo reformado, DOF 28-11-2017

- 17. Mantenimiento al Conjunto de Preventores.** Los Operadores Petroleros deberán inspeccionar y dar Mantenimiento al Conjunto de Preventores para que opere correctamente, para lo cual deberán cumplir, entre otros, con los siguientes requerimientos:

- I. Implementar como mínimo, las acciones de inspección, reparación y gestión de calidad establecidas en la Norma API RP 53: “Prácticas recomendadas para sistemas de equipo de prevención de reventones para la perforación de pozos”, en los apartados referidos a Mantenimiento e inspección;
- II. Si las condiciones climáticas lo permiten, realizar una inspección visual diariamente al Conjunto de Preventores de superficie y cada 3 días naturales al Conjunto de Preventores submarino, según sea el caso. Se deberán utilizar cámaras de video para la inspección de los equipos submarinos;
- III. Registrar los resultados de las inspecciones y las acciones de Mantenimiento en la bitácora correspondiente y conservarlos hasta el inicio de la Perforación del siguiente Pozo con el mismo equipo de perforación;



IV. Llevar a cabo procesos de revisión y certificación de preventores y equipos para el control de Pozos.

La revisión y certificación debe ser realizada por un ente nacional o internacional reconocido por la Comisión, al menos cada 5 años, y tendrá el objetivo de verificar y documentar que la condición del equipo y sus propiedades estén dentro de especificaciones y estándares establecidos en este Anexo.

Sin embargo, deberán considerarse elementos de uso durante la operación que ameriten una nueva certificación antes del periodo indicado, y

V. Los Operadores Petroleros deberán realizar pruebas al Conjunto de Preventores para garantizar que funcione correctamente, al a menos, de conformidad con la API RP 53 (Prácticas recomendadas para sistemas de equipo de prevención de reventones para la perforación de pozos) o cualquier actualización de la misma”.

Fracción reformada, DOF 28-11-2017

Los registros de las inspecciones y las acciones de Mantenimiento referidos en la fracción III de este numeral deberán estar disponibles en caso de que la Comisión lo requiera, conforme al artículo 10 de los Lineamientos.

Los registros de los resultados de las pruebas al Conjunto de Preventores, señalados en la fracción V anterior, deberán entregarse a la Comisión en el informe anual a que se refiere el artículo 22 de los Lineamientos.

Los Operadores Petroleros deberán realizar una prueba de producción a todos los Pozos terminados por actividades de Mantenimiento, en un plazo no mayor a 15 días hábiles posteriores a la fecha de la primera producción, y entregar los resultados en un informe anual a la Comisión, de conformidad con el artículo 22 de los Lineamientos.

Párrafo reformado, DOF 28-11-2017

18. Verificación de elementos previos a la actividad de cementación. A fin de contribuir con el éxito de la actividad de cementación, los Operadores Petroleros deberán verificar y cumplir, previamente a la ejecución de dicha actividad, los siguientes requerimientos:

I. Que cuenten con copia de los certificados de calidad emitidos por los proveedores del cemento y productos para la preparación de Lechadas, fluidos lavadores, fluidos espaciadores u otros que se requieran en la operación;

II. Que el cemento utilizado como base cumpla como mínimo con los requerimientos establecidos en la norma API SPEC 10A: “Especificaciones para cementos y materiales usados en la cementación de pozos”; y con la Norma ASTM C 150/ C 150 M-16, Especificaciones para Cemento Portland de la Sociedad Americana de Pruebas y Materiales;

III. Que se realice la adquisición de información en el agujero descubierto con respecto a los registros geofísicos de Pozos, con el propósito de detectar la presencia de acuíferos, otros fluidos y descripciones litológicas.

Asimismo, se requiere contar con los registros geométricos, de temperatura y trayectoria, con el propósito de tener disponible toda la información necesaria para ajustar el diseño de cementación;

IV. Que se validen y supervisen las pruebas de laboratorio de las Lechadas, compatibilidades de los fluidos y que se actualice el programa de cementación; incluyendo simulaciones mediante software.



Dicho programa se debe ajustar a las características y propiedades del agujero perforado, cumpliendo como mínimo con las especificaciones de diseño de la Norma API RP 10B "Prácticas recomendadas para pruebas de cementaciones de Pozos", la cual describe los ensayos de laboratorio y condiciones básicas que deberán cumplir las Lechadas para lograr una buena cementación. Lo anterior, enfatizando el objetivo y resultados de lo que simula cada ensayo y su relación con las actividades de Campo;

- V. Que todos los centradores utilizados en las actividades de cementación cumplan, al menos, con las siguientes especificaciones:
 - a) API Spec 10D: "Especificaciones para centradores flexibles de tuberías de revestimiento";
 - b) API Spec 10TR-4: "Reporte técnico concerniente a las consideraciones que se deben tener en cuenta para la selección de centradores para actividades de cementación primaria", y
 - c) API RP 10D: "Prácticas recomendadas para ubicación de centradores y pruebas de los sujetadores (*stop collars*)".
- VI. Que cuenten con certificados de calidad emitidos por los proveedores de los siguientes elementos: taponos de limpieza y desplazamiento, zapatas, cople flotador, centradores y colgadores;
- VII. Que cuenten con certificados de inspección de los cabezales, tuberías y accesorios, y
- VIII. Que cuenten con una lista de los equipos mínimos requeridos y verifiquen que están en las condiciones operativas requeridas.

La información especificada en este numeral debe estar disponible para la Comisión en caso de que ésta lo requiera, conforme a lo establecido en el artículo 10 de los Lineamientos.

- 19. **Empleo de las Mejores Prácticas en las actividades de revestimiento y cementación.** Las Mejores Prácticas de la industria y normas empleadas por los Operadores Petroleros, en relación con los programas de tuberías de revestimiento y de cementación deberán comprender al menos las siguientes actividades y prácticas:
 - I. Los Operadores Petroleros deberán diseñar, especificar, introducir y asentar las tuberías de revestimiento, así como el diseño de la cementación de cada una de éstas, con el objeto de evitar la migración de fluidos a través del espacio anular entre la tubería de revestimiento y los estratos atravesados, aislar y sellar adecuadamente las zonas de acuíferos a fin de prevenir daños y contaminación a éstos, aislar y sellar las zonas productoras y aquellas que contienen potencial de flujo de fluidos corrosivos provenientes de la formación. En cuanto a los métodos específicos para lograr dicho aislamiento, los Operadores Petroleros deberán usar las Mejores Prácticas de la industria y la mejor tecnología disponible;
 - II. Los Operadores Petroleros deberán ser responsables de verificar que las tuberías de revestimiento hayan sido fabricadas cumpliendo, como mínimo, con las especificaciones de la norma API 5CT: "Especificaciones para tuberías de revestimiento y de producción" / ISO 11960: "Industrias de petróleo y gas natural-Tuberías de acero a ser utilizadas como tuberías de revestimiento o de producción".



Las propiedades de las tuberías fabricadas, tales como presiones de estallido y colapso, resistencia de las conexiones y de la tensión en el cuerpo del tubular, entre otras, deberán cumplir como mínimo con las especificaciones de la norma API 5C2: “Boletín de propiedades de rendimiento de las tuberías de revestimiento, producción y de perforación”;

- III.** Los Operadores Petroleros deberán ser responsables de verificar que todas las tuberías de revestimiento que sean cementadas en cualquier Pozo estén fabricadas de acuerdo con los requerimientos del mismo y hayan sido sometidas a pruebas de presión de conformidad con el estándar API 5CT: “Especificaciones para tuberías de revestimiento y de producción” / ISO 11960: “Industrias de petróleo y gas natural-Tuberías de acero a ser utilizadas como tuberías de revestimiento o de producción”; La presión de la prueba debe ser, al menos, igual a la máxima presión que soportará la tubería de revestimiento en el Pozo.

Fracción reformada, DOF 28-11-2017

Esta condición se debe aplicar a las tuberías con las siguientes características:

a) Tuberías nuevas que vienen directamente desde la fábrica para su instalación en el Pozo. El certificado de las pruebas de presión hidrostática suministrado por el fabricante será suficiente para cumplir este requerimiento, y

b) Tuberías que han estado almacenadas.

Los Operadores Petroleros deberán verificar la integridad de la tubería mediante adecuados procedimientos de almacenamiento e inspección.

Fracción reformada, DOF 28-11-2017

- IV.** Los Operadores Petroleros deberán ser responsables de la planificación, diseño, logística y ejecución de las actividades de cementación relacionadas con los trabajos de perforación, reparación o Abandono de los Pozos;

- V.** Los Operadores Petroleros deberán ejecutar las actividades de cementación de Pozos con la finalidad de alcanzar los siguientes objetivos:

a) Asentar la tubería de revestimiento correspondiente en las diferentes etapas, o agujeros en caso de Pozos Multilaterales, perforados durante la Construcción del Pozo;

b) Aislar zonas de acuíferos, de alta y baja presión, zonas de interés y evitar la comunicación entre los diferentes estratos perforados;

c) Proteger la tubería de revestimiento de los efectos de corrosión y esfuerzos generados en las paredes del agujero;

d) Sellar fugas en la tubería de revestimiento;

e) Contener la comunicación de los fluidos de la formación con el espacio anular;

f) Sellar zonas sin interés comercial;

g) Realizar Reentradas utilizando tapones de cemento de alta resistencia a la compresión como soporte, y

h) Taponar Pozos para su Abandono.



- VI.** Los Operadores Petroleros pueden utilizar cualquier tecnología que optimice el proceso de cementación, siempre y cuando la efectividad de dicha tecnología ya haya sido comprobada. La tecnología a utilizar debe ser descrita en el programa de cementación;
- VII.** En caso de que la tecnología propuesta sea requerida para atender casos tales como pérdidas de circulación, cementación de zonas con bajo gradiente de fractura, entre otros, los Operadores Petroleros deberán entregar, en el programa presentado, evidencia de la efectividad de dicha tecnología;
- VIII.** Los Operadores Petroleros deberán ser responsables de todo el proceso de cementación, incluyendo la ejecución de las actividades siguientes:
 - a)** Verificar la trazabilidad de los diferentes productos utilizados para preparar los fluidos que se bombearán a los Pozos, para mantener las propiedades y características propuestas en los programas de cementación;
 - b)** Verificar que el proceso de cementación se lleve a cabo de acuerdo con el programa de cementación, y
 - c)** Registrar las actividades de cementación en tiempo real y archivar la información registrada en formato impreso y digital.
- IX.** Los Operadores Petroleros deberán evaluar la calidad de los trabajos de cementación mediante pruebas de integridad de presión, pruebas de afluencia a colgadores y registros acústicos;
- X.** Los Operadores Petroleros deberán aplicar las Mejores Prácticas de la industria, incluida la Norma API RP 65 “Prácticas recomendadas para cementación en zonas de flujo de agua someras en pozos de agua profundas”, en los Pozos Costa Afuera y que se encuentren en alguno de las siguientes casos:
 - a)** En una zona donde el potencial de influjo de agua superficial sea desconocido, o
 - b)** En una zona donde esté confirmada la presencia de influjo de agua superficial.
- XI.** Los Operadores Petroleros deberán mantener actualizado el programa de cementación aprobado en la Autorización, con los datos aportados por los registros sobre las condiciones reales del agujero.
- XII.** En el caso de las características del diseño y las especificaciones, que garanticen el aislamiento entre los acuíferos superficiales y los fluidos de perforación Los Operadores Petroleros deberán cubrir con cemento el espacio anular entre la tubería superficial de revestimiento y el agujero desde la profundidad total de asentamiento, hasta la superficie.

La información señalada en la fracción VIII inciso c) de este numeral será utilizada por el Operador Petrolero para la elaboración del informe post operacional correspondiente a cada cementación. La Comisión requerirá la información cuando lo considere conveniente, conforme al trámite establecido en el artículo 10 de los Lineamientos.

Con relación a la fracción IX anterior, en caso de que los resultados de las pruebas demuestren que la formación está aportando fluidos a través del colgador, se debe notificar a la Comisión dentro de las 24 horas siguientes y tomar las medidas correctivas necesarias, de conformidad con la notificación establecida en el numeral 66 de este Anexo.



La actualización del programa de cementación aprobado a que se refiere la fracción XI anterior, debe estar disponible en caso de que la Comisión lo requiera conforme a lo establecido en el artículo 10 de los Lineamientos.

- 20. Actividades relacionadas con el fraguado.** Los Operadores Petroleros deberán guardar el tiempo de fraguado necesario, con base en las características de las Lechadas y los aditivos de fraguado usados en el Diseño, además de los resultados de las pruebas de laboratorio realizadas a dichas Lechadas y conforme a las Mejores Prácticas referidas en el Anexo II de los Lineamientos.

Párrafo reformado, DOF 28-11-2017

Para ello, los Operadores Petroleros deberán realizar la siguiente acción, sujeta a supervisión de la Comisión:

- I. Asentar las tuberías de revestimiento superficial para cubrir totalmente los acuíferos, con una distancia mínima de 50 metros por debajo de los mismos;

- II. Derogado

Fracción derogada, DOF 28-11-2017

- III. Derogado

Fracción derogada, DOF 28-11-2017

- 21. Empleo de las Mejores Prácticas en las actividades relacionadas con las tuberías de revestimiento y cementación en aguas someras.** Adicionalmente a los requerimientos establecidos en el numeral 19 de este Anexo, para el diseño y asentamiento de tuberías de revestimiento y cementación de Pozos, los Operadores Petroleros con Pozos en aguas someras que tengan un Sistema de Suspensión en el Lecho Marino, deberán cumplir con los requerimientos establecidos en la fracción V, inciso c) del numeral 22 de este Anexo.

- 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.** Adicionalmente a los requerimientos establecidos en el numeral 19, de este Anexo, los Operadores Petroleros deberán cumplir con los siguientes requerimientos para el diseño y asentamiento de tuberías de revestimiento y cementación de Pozos:

- I. En los Pozos que tienen instalado un Conjunto de Preventores submarino, se deberán incluir dos Barreras independientes en cada espacio anular para el flujo; en el entendido que una de las Barreras debe ser mecánica. Asimismo, se debe instalar en la tubería de revestimiento final -o *Liner*, si fuera el caso-, una Barrera mecánica adicional al cemento;

- II. Aplicar las Mejores Prácticas de la industria, incluida la Norma API RP 65-2: "Cementación en zonas de flujo de agua someras en Pozos de agua profundas. Aislamiento de zonas de flujo potencial", particularmente en la identificación de las Barreras mecánicas y las prácticas de cementación que se utilizaran para cada tubería de revestimiento;

- III. Criterios mínimos de diseño, instalación y cementación para cada tipo de tubería de revestimiento, conforme a las especificaciones de la siguiente tabla:



Tipo de tubería de revestimiento	Requerimientos para la tubería de revestimiento	Requerimientos para la cementación
Tubería guía o tubería estructural	Colocada mediante empuje o forzamiento, a chorro o perforada a una profundidad mínima.	En caso de instalarse la tubería mediante perforación, se debe utilizar suficiente cemento para llenar el espacio anular, entre la tubería guía o tubería estructural y el agujero, hasta el lecho marino.
Conductora	<p>El diseño de la tubería de revestimiento y las profundidades de asentamiento se deben ajustar con base en los factores técnicos y geológicos relevantes. Estos factores incluyen la presencia o ausencia de Hidrocarburos, los riesgos potenciales y las profundidades del agua.</p> <p>Inmediatamente antes de perforar en formaciones que se sabe que contienen Hidrocarburos, debe colocarse una tubería de revestimiento para cubrir la zona anterior.</p> <p>Si se encuentran Hidrocarburos o una presión de formación inesperada antes de la profundidad planificada de asentamiento, se debe colocar de inmediato la tubería de revestimiento.</p>	<p>Se debe utilizar suficiente cemento para llenar el nuevo espacio anular calculado hasta el lecho marino.</p> <p>Se debe verificar que el espacio anular se encuentra lleno mediante la observación de los retornos de cemento.</p> <p>Si no se observan retornos de cemento, se debe utilizar cemento adicional para asegurar que esté lleno hasta el lecho marino.</p>
Superficial	<p>El diseño de la tubería de revestimiento y profundidades de asentamiento debe ajustarse con base en factores técnicos y geológicos relevantes.</p> <p>Estos factores incluyen la presencia o ausencia de Hidrocarburos, los Riesgos potenciales y las profundidades del agua.</p>	<p>Se debe utilizar suficiente cemento para llenar el espacio anular calculado, entre la tubería de revestimiento y el agujero, se requiere al menos 61 metros dentro de la tubería de revestimiento conductora.</p> <p>Cuando existan condiciones geológicas, tales como fracturas cercanas a la superficie y fallas, se debe utilizar suficiente cemento para llenar el espacio anular calculado hasta el lecho marino.</p>
Intermedia	El diseño de la tubería de revestimiento y profundidad de asentamiento debe basarse en las características geológicas anticipadas o encontradas, o en las condiciones del agujero.	Se debe utilizar suficiente cemento para cubrir y aislar todas las zonas de Hidrocarburos y aislar todos los intervalos de presiones anormales, de los intervalos de presiones normales.



		Como mínimo, se debe cementar el espacio anular y ubicar la cima del cemento 152 metros por encima de la zapata de la tubería de revestimiento y 152 metros por encima de cada zona que debe ser aislada.
Producción	El diseño de la tubería de revestimiento y profundidad de asentamiento debe basarse en las características geológicas anticipadas o encontradas, o en las condiciones del agujero.	Se debe utilizar suficiente cemento para cubrir o aislar todas las zonas de Hidrocarburos sobre la zapata. Como mínimo, se debe cementar el espacio anular y ubicar la cima del cemento, al menos 152 metros por encima de la zapata de la tubería de revestimiento y 152 metros por encima de la zona productora.
Liners	<p>Si se utiliza un <i>Liner</i> como conductor o como tubería de revestimiento de superficie, se debe asentar el tope del <i>Liner</i> al menos 61 metros por encima de la zapata de la tubería de revestimiento anterior.</p> <p>Si se utiliza un <i>Liner</i> como tubería de revestimiento intermedia, por debajo de una tubería de revestimiento superficial o como tubería de revestimiento de producción por debajo de una tubería de revestimiento intermedia, se debe colocar el tope del <i>Liner</i> al menos 30 metros por encima de la zapata de la tubería de revestimiento anterior.</p>	<p>Los requisitos para la cementación son similares a los especificados para las tuberías de revestimiento que tienen el mismo uso para el cual se utiliza el <i>Liner</i>.</p> <p>Por ejemplo, un <i>Liner</i> utilizado como tubería de revestimiento intermedia debe ser cementado de acuerdo con los requisitos de cementación para tuberías de revestimiento intermedia.</p>

- IV.** Reanudación de la Perforación después de la cementación. El Operador Petrolero tomará en consideración, la siguiente línea de acción para la reanudación de la Perforación, después de la cementación:

Fracción reformada, DOF 28-11-2017

- a) Derogado

Inciso derogado, DOF 28-11-2017

- b) Si se planifica desarmar o desmontar el Desviador de Flujo o el Conjunto de Preventores durante el tiempo de espera del fraguado del cemento, antes de desarmar, se debe determinar en qué momento no se corre riesgo alguno para realizar esta actividad.

La decisión se debe tomar con base en el conocimiento sobre las condiciones de la formación, las características del cemento, los efectos de desarmar el sistema, los riesgos potenciales de Perforación, las condiciones



del Pozo durante la Perforación, cementación y posterior a la cementación, así como las experiencias en actividades similares.

V. Pruebas de presión en tuberías de revestimiento.

- a) Para realizar las pruebas de presión de cada tubería de revestimiento se debe cumplir con las especificaciones de la siguiente tabla:

Tipo de tubería de revestimiento	Presión mínima requerida para la prueba
Tubería guía o estructural	No requiere
Tubería conductora	1,379 Kilopascales
Tubería superficial, intermedia y de producción	70% de la presión de estallido

- b) La prueba de presión es satisfactoria si en un lapso máximo de 30 minutos, la presión disminuye en un máximo de 10 por ciento de la presión inicial; Si la presión disminuye más de un 10 por ciento o hay cualquier otra indicación de fuga, los Operadores Petroleros deberán investigar la causa y notificar a la Comisión sobre las acciones correctivas propuestas para garantizar el sello apropiado, conforme a lo establecido en el numeral 55, fracción VII de este Anexo;
- c) Se debe asegurar la instalación apropiada de la tubería de revestimiento en el cabezal submarino o el *Liner* en el colgador del *Liner*.
- Se debe asegurar que se han instalado los mecanismos de cierre o bloqueo encima de cada tubería de revestimiento o *Liner*;
 - Al bajar un *Liner* que tiene un mecanismo de cierre o bloqueo, se debe asegurar que se han instalado los mecanismos de cierre o bloqueo antes de bajarlo, y
 - Se debe llevar a cabo una prueba de presión en el conjunto del sello de la tubería de revestimiento, para asegurar la instalación apropiada de la tubería de revestimiento o *Liner*. Esta prueba se debe realizar para las tuberías de revestimiento intermedia y de producción o *Liners*,
- d) Se debe llevar a cabo una Prueba de Presión Negativa en todos los Pozos que utilizan un Conjunto de Preventores submarino o Pozos con Sistemas de Suspensión en Lecho Marino. La Comisión puede requerir que se lleven a cabo Pruebas de Presión Negativa adicionales en otras tuberías de revestimiento o *Liners* -por ejemplo, la tubería de revestimiento intermedia o *Liner*- o en Pozos que tienen un preventor superficial.

Las Pruebas de Presión Negativa deberán realizarse en los siguientes casos:

- Se debe llevar a cabo una Prueba de Presión Negativa en la tubería de revestimiento final o *Liner*;
- Se debe llevar a cabo una Prueba de Presión Negativa previo a la desconexión del Conjunto de Preventores en cualquier punto en el Pozo. Una prueba deberá desarrollarse sobre aquellos componentes



que estarán expuestos a presión diferencial negativa que ocurrirán mientras el Conjunto de Preventores son desconectados;

- iii. Si se presenta alguna indicación de falla en la Prueba de Presión Negativa, como la acumulación de presión, o se observa flujo, se debe investigar la causa;
- iv. Si la investigación confirma que la falla ocurrió durante la Prueba de Presión Negativa, se debe:
 - a. Corregir el problema y notificar antes de 24 horas a la Comisión, y
 - b. Presentar una notificación a la Comisión, con una descripción de la acción correctiva ejecutada para repetir la prueba.

Lo anterior de conformidad con el numeral 55, fracción II, de este Anexo.

- v. Antes de llevar a cabo la Prueba de Presión Negativa se deberán instalar dos Barreras, tal como se especifica en el sub inciso ii, de este inciso, y
- vi. Se deberá registrar el resultado exitoso de la Prueba de Presión Negativa en un reporte final de actividades.

VI. Si las actividades de Perforación en el Pozo han continuado por más de 30 días naturales dentro de una tubería de revestimiento cuya longitud se extiende hasta la superficie, se deberán tomar las siguientes acciones:

- a) Detener las actividades en ejecución lo antes posible y evaluar los efectos que dichas actividades pudieran causar en las siguientes actividades de Perforación y en Ciclo de Vida del Pozo. Como mínimo se debe:
 - i. Calibrar y realizar una prueba de presión en la tubería de revestimiento, y
 - ii. Informar los resultados de la prueba a la Comisión, de conformidad con el numeral 55, fracción IV de este Anexo.

En caso de que la prueba sea positiva, reanudar las actividades, de conformidad con el numeral 55, fracción III de este Anexo.

- b) Si la integridad de la tubería de revestimiento se ha deteriorado a un nivel que está fuera del rango de los factores de seguridad, se debe reparar la tubería de revestimiento o bajar una nueva tubería de revestimiento, y notificar a la Comisión, de conformidad con el aviso establecido en el numeral 55, fracción IV de este Anexo.

VII. Pruebas de presión en *Liners*:

- a) Se debe probar cada *Liner* y el traslape de *Liners*, es decir, la distancia que existe entre la zapata de la tubería de revestimiento en la cual está colgado el *Liner* y el colgador del *Liner*, con una presión que sea como mínimo, igual a la presión a la cual será sometido el *Liner* durante la prueba de integridad de presión de formación, por debajo de la zapata de ese *Liner* o de las zapatas de los *Liners* subsecuentes, en caso de que existan;
- b) Se debe probar cada *Liner* de producción y el traslape del *Liner*, con una presión mínima de 3,447 Kilopascales por encima de la presión de fractura



de la formación al nivel de la zapata de la tubería de revestimiento, en la cual está colgado el *Liner*, y

- c) No se reanuda la Perforación u otras actividades dentro del Pozo, hasta que se obtenga un resultado satisfactorio en la prueba anteriormente descrita. Si la presión disminuye en más de un 10 por ciento o hay cualquier otra indicación de fuga, entonces se debe reparar el *Liner* o bajar una tubería de revestimiento o un *Liner* adicional para lograr un sello apropiado.

Los Operadores Petroleros deberán documentar todos los resultados de las pruebas señaladas en las fracciones V, VI y VII, de este numeral los cuales deberán conservarse en caso de que la Comisión lo requiera, de conformidad con el artículo 10 de los Lineamientos, además los resultados de las pruebas señaladas en esas fracciones deberán reportarse en el informe anual establecido en el artículo 22 de los Lineamientos.

23. Actividades para el aseguramiento de la integridad de los Pozos. Con la finalidad de asegurar la Integridad de los Pozos, los Operadores Petroleros deberán realizar lo siguiente:

I. Los Operadores Petroleros, durante las actividades de Perforación y Terminación, deberán cumplir, como mínimo, con el programa de adquisición de información;

II. Derogado;

Fracción derogada, DOF 28-11-2017

III. Derogado;

Fracción derogada, DOF 28-11-2017

IV. Para plataforma y Macropera con múltiples Pozos, los Operadores Petroleros deberán tomar los registros mencionados para al menos un Pozo, con la cobertura de registros especificada en las fracciones I, II y V de este numeral y aquellos en el numeral 59, fracción III, inciso a) de este Anexo. Dichos registros deberán ser obtenidos a través de la sección estratigráfica completa penetrada por los Pozos, en la plataforma o Macropera y desde la profundidad total hasta la base de la tubería de revestimiento de superficie;

V. Si un Pozo adicional es perforado desde una plataforma o Macropera existente y penetra en una zona más profunda no registrada ni muestreada previamente, los Operadores Petroleros deberán tomar registros, muestras y núcleos de rocas y fluidos de esa zona, para determinar la litología, características petrofísicas y características de los fluidos;

VI. Para los Pozos que estén en la misma plataforma o Macropera, los Operadores Petroleros deberán tener el conjunto mínimo de registros geofísicos, entre los que se podría encontrar un registro de rayos gamma de los estratos, que abarque desde la profundidad total del Pozo hasta la base de la tubería de revestimiento de superficie.

El conjunto mínimo de registros, incluyendo los registros de rayos gamma pueden ser de la tecnología de medición mientras se perfora o adquisición de registros mientras se perfora -*Measurements While Drilling*, MWD, o *Logging While Drilling*, LWD por sus siglas en inglés, respectivamente- en agujero abierto, entubado, o una combinación de éstos. Para determinar la litología de los



estratos de la profundidad total del Pozo a la base de la tubería de revestimiento de superficie, todos los datos deben ser registrados;

- VII.** Para cada Pozo Horizontal perforado desde una plataforma o Macropera, los Operadores Petroleros deberán tener, como mínimo, el conjunto mínimo de registros, incluyendo los registros de rayos gamma, que abarque desde la profundidad total del Pozo hasta la base de la tubería de revestimiento de superficie.

El conjunto mínimo de registros, incluyendo los registros de rayos gamma pueden ser MWD, LWD en agujero abierto, entubado, o una combinación de éstos;

- VIII.** Para las plataformas o Macroperas en los que hay uno o más Pozos verticales o desviados y uno o más Pozos Horizontales, los Pozos verticales o desviados en la plataforma o Macropera, están sujetos a los términos de las fracciones II a VI de este numeral, así como del numeral 59. Todos los Pozos Horizontales en la plataforma o Macropera estarán sujetos a los requisitos de la fracción VII de este numeral;

- IX.** Si el programa de registros geofísicos y adquisición de muestras y núcleos de rocas y fluidos del Pozo no se puede completar, los Operadores Petroleros deberán describir técnicamente las razones por las cuales no se pudo tomar la información programada en el intervalo correspondiente, e incluir esta información en el análisis post Perforación que deberán entregar a la Comisión al culminar estas actividades, de conformidad con el numeral 60 de este Anexo;

- X.** Los Operadores Petroleros deberán etiquetar y preservar, de acuerdo con las Mejores Prácticas de la industria, las muestras y núcleos de rocas, así como los fluidos de los estratos registrados, y

- XI.** Los Operadores Petroleros deberán entregar a la Comisión, en los términos que ésta establezca para cada caso en particular, las muestras extraídas durante las actividades de Perforación.

Fracción reformada, DOF 28-11-2017

- 24. Fluidos de terminación.** Los Operadores Petroleros, al emplear fluidos durante las actividades de Terminación deberán:

- I.** Diseñar el fluido de terminación considerando, al menos lo siguiente:
- a)** Las características de la formación productora;
 - b)** La geometría del Pozo;
 - c)** Las condiciones de presión y temperatura del agujero, y
 - d)** La compatibilidad con los fluidos de formación.
- II.** Utilizar el fluido de terminación para el control del Pozo, el desplazamiento de fluidos y minimizar daños a la formación, entre otras funciones;
- III.** Considerar lo siguiente:
- a)** Al sacar la tubería de Perforación del Pozo, se debe llenar el espacio anular con fluido de terminación para evitar que la disminución de la presión hidrostática exceda 517 Kilopascales o cada vez que se saquen 5 lingadas de tubería de perforación. Se debe calcular el número de lingadas y coples que se deberán sacar antes de proceder a llenar el agujero.



Asimismo, se debe calcular el volumen de fluido de terminación requerido para llenar el agujero. Estos datos deberán estar disponibles en la consola de perforación y se deberán usar dispositivos volumétricos, mecánicos o electrónicos para medir el fluido de terminación requerido para llenar el Pozo, y

- b) Cuando se requiera desplazar del agujero fluido de matar con fluido de terminación, en un estado de bajo balance, los Operadores Petroleros deberán avisarlo a la Comisión, dentro del informe trimestral referido en el numeral 4 de este Anexo.

25. Aparejos de producción. Para el diseño, instalación y operación de los aparejos de producción, los Operadores Petroleros deberán observar las siguientes directrices y bases:

- I. Los Operadores Petroleros deberán diseñar el aparejo de producción, en función de las presiones de producción que se manejarán en el Pozo, así como de las presiones de trabajo en cuanto a estallido, colapso y tensión. Adicionalmente, deberán considerar, entre otros:
 - a) La Norma API RP 14B: “Prácticas recomendadas para el diseño, instalación, reparación y operación de sistemas de válvulas de seguridad de subsuelo”;
 - b) La tubería de producción propuesta para la obtención del gasto estimado de producción;
 - c) El colgador de la tubería de producción como Barrera secundaria, y
 - d) Los accesorios adicionales como sensor de presión y temperatura, tubo capilar para inyección de químicos y combinaciones de tubería.
- II. Los Operadores Petroleros son responsables de verificar que las tuberías de producción hayan sido fabricadas cumpliendo como mínimo con las especificaciones de la Norma API 5CT: “Especificaciones para tuberías de revestimiento y de producción” / ISO 11960: “Industrias de petróleo y gas natural-Tuberías de acero a ser utilizadas como tuberías de revestimiento o de producción”, y
- III. Las propiedades de las tuberías fabricadas, tales como presiones de estallido y colapso, resistencia de las uniones y de la tensión en el cuerpo del tubular, entre otras, deberán cumplir como mínimo con las especificaciones de la Norma API 5C2: “Boletín de propiedades de rendimiento de las tuberías de revestimiento, producción y de perforación”.

26. Cabezal de producción. Los Operadores Petroleros deberán diseñar e instalar el cabezal de producción considerando, al menos lo siguiente:

- I. Las especificaciones del cabezal de producción;
- II. Presión mayor que la presión de formación;
- III. Temperaturas mínima y máxima a manifestarse;
- IV. Ambientes corrosivos;
- V. Materiales de alta resistencia, y



- VI. Equipado con válvulas maestras y de seguridad en la sección vertical del cabezal.

Los Operadores Petroleros deberán mantener vigentes los certificados emitidos por los fabricantes del cabezal.

27. **Control de presiones durante la Terminación.** Una vez finalizadas las actividades de Terminación en Pozos, los Operadores Petroleros deberán verificar las presiones de la tubería de revestimiento y llevar a cabo las actividades de control para asegurar la Integridad del sistema entre el aparejo de producción y la tubería de revestimiento.

Los Operadores Petroleros deberán despresurizar la tubería de revestimiento durante el proceso de inicio de producción para monitorear la presión en el espacio anular. Esta actividad se considera una operación normal y necesaria para controlar el efecto térmico del revestimiento.

Los Operadores Petroleros deberán conservar evidencia de haber realizado las actividades de control de presiones mencionadas en los párrafos anteriores de este numeral, de conformidad con el artículo 10 de los Lineamientos.

28. **Medidas para garantizar la Integridad del Pozo durante el Fracturamiento Hidráulico.** Los Operadores Petroleros deberán diseñar, construir y operar el Pozo, de acuerdo con las Mejores Prácticas de la industria para mantener la integridad mecánica del Pozo durante las actividades de Fracturamiento Hidráulico. Para ello deberán considerar lo siguiente:

- I. Siempre que sea necesario y factible, los Operadores Petroleros incluirán la realización de pruebas "Minifrac" para ajustar los parámetros de diseño de la fractura: caída de presión por fricción en los disparos, caída de presión por tortuosidad, coeficiente de pérdida de fluido -"leak-off"-, eficiencia del fluido, presión de cierre instantánea de la fractura -"Instantaneous Shut-in Pressure", ISIP, por sus siglas en inglés-, presión de extensión de fractura, gasto de bombeo, gradiente de fractura, entre otros, los cuales permitirán realimentar y corregir el diseño de la fractura.
- II. Antes de iniciar las actividades de Fracturamiento Hidráulico, se deberán realizar las pruebas necesarias de *inyectividad* y de *gasto* por etapas, para definir las presiones requeridas. Los resultados obtenidos de las pruebas permitirán realizar los ajustes en los factores de diseño del Fracturamiento Hidráulico;
- III. Las líneas de alta presión utilizadas en la actividad de Fracturamiento Hidráulico deberán ser probadas antes de iniciar cada actividad para garantizar su Integridad;
- IV. El espacio anular entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción debe ser represionado y monitoreado durante las actividades de fractura;
- V. Se deberán utilizar válvulas de alivio desde las bombas hasta el cabezal del Pozo con la finalidad de limitar la cantidad de fluido que pueda retornar en caso de alguna falla durante el bombeo. Estas válvulas deberán estar diseñadas para no permitir en el espacio anular presiones superiores al 85 por ciento de la presión de estallido de la tubería de revestimiento;
- VI. La tubería de revestimiento de superficie debe estar completamente abierta y conectada a una línea desviadora de flujo dirigida hacia una fosa de contingencia.



Se deberán utilizar válvulas de alivio y una línea desviadora de flujo a fin de llevar el fluido desde la tubería de revestimiento hacia una fosa de contingencia, en caso de alguna falla durante las actividades de bombeo;

- VII.** Debe utilizarse una válvula de fractura para aislar el agujero de la línea de tratamiento. La válvula debe colocarse en el cabezal del Pozo y operarse remotamente desde un sitio en el área de trabajo ubicado a una distancia segura del cabezal;
- VIII.** Si se presenta un daño en la tubería de revestimiento como consecuencia de tratamientos de Fracturamiento Hidráulico, los Operadores Petroleros deberán notificar a la Comisión, dentro de las 24 horas siguientes a la ocurrencia de dicho daño y tomar las medidas pertinentes para la corrección de éste, de conformidad con el numeral 67 de este Anexo;

Si la actividad de fracturar hidráulicamente ocasiona un daño irreparable en la tubería de revestimiento y afecta la integridad mecánica del Pozo, los Operadores Petroleros deberán abandonar el Pozo en caso de que así lo requiera la Comisión, como resultado de la notificación señalada en este inciso;

- IX.** Si durante las actividades de estimulación se observa en el espacio anular, ubicado entre la tubería de revestimiento superficial y la tubería de revestimiento intermedia, una presión superior a 2,413 Kilopascales, el Operador Petrolero debe tomar las acciones preventivas o correctivas necesarias y notificar el Incidente a la Comisión dentro de las 12 horas siguientes a su ocurrencia de conformidad con el numeral 58 de este Anexo;
- X.** En caso de que existan dos o más Operadores Petroleros realizando actividades en un mismo Yacimiento No Convencional, el Operador Petrolero que tenga programada una actividad de Fracturamiento Hidráulico deberá notificar el inicio de sus actividades a los otros Operadores Petroleros, con por lo menos 7 días hábiles de anticipación.

Los Operadores Petroleros involucrados deberán suscribir convenios o acuerdos que permitan una mejor operación o, en su caso, sujetarse a los términos de los acuerdos de Unificación.

Los Operadores Petroleros deberán entregar una copia simple de estos acuerdos a la Comisión, antes del inicio de la operación de Fracturamiento Hidráulico, y

- XI.** La distancia requerida para efectuar un Fracturamiento Hidráulico entre el acuífero más profundo y la zona productora, será determinada por el tipo de formación, los estudios geo mecánicos efectuados y de los resultados de la simulación del Fracturamiento Hidráulico. Lo anterior, considerando la presión de bombeo estimada para dicha operación y con la finalidad de definir la máxima longitud, altura y ancho de la fractura del área en cuestión.

Los registros a que se refieren las fracciones III y IV de este numeral deberán ser resguardados y puestos a disposición de la Comisión cuando ésta lo requiera, conforme al artículo 10 de los Lineamientos.

La entrega de información a que se refiere la fracción X de este numeral deberá realizarse mediante el aviso establecido en el numeral 57 de este Anexo.

- 29. Programa de Fracturamiento Hidráulico.** Este programa se aplicará en las actividades de Terminación de Pozos.



El Operador Petrolero deberá realizar la planeación y diseño de la fractura en función de las características propias del Pozo y de la formación.

Los parámetros que definen el diseño del Fracturamiento Hidráulico deberán ser cotejados y ajustados en un simulador. Los Operadores Petroleros deberán aplicar el método de modelado, alineado con las Mejores Prácticas de la industria.

Asimismo, el diseño del Fracturamiento Hidráulico debe estar basado en las prácticas descritas en la Norma API GD HF1: "Operaciones de Fracturamiento Hidráulico – Lineamientos de Construcción e Integridad de Pozos" y se debe comprobar que los parámetros del sistema roca-fluidos califican para realizar un Fracturamiento Hidráulico con base en criterios técnicos y económicos.

El diseño realizado por los Operadores Petroleros debe garantizar el éxito operacional, mecánico y volumétrico del Fracturamiento Hidráulico.

El programa preliminar de Fracturamiento Hidráulico debe incluirse en el documento integrado de Diseño que acompaña la solicitud de Autorización de Perforación de Pozos Exploratorios, para Yacimientos y Plays No Convencionales.

Párrafo reformado, DOF 28-11-2017

30. Control de Pozos durante la Perforación y Terminación. El Operador Petrolero debe observar el manejo o combinación de las referencias normativas proporcionadas en el Anexo II de los Lineamientos, así como de aquellas prácticas propias. Lo anterior, siempre y cuando, con su aplicación, se obtengan mejores resultados que los correspondientes a las prácticas descritas a continuación:

- I. Los Operadores Petroleros deberán asegurar el Pozo instalando un dispositivo de seguridad de fondo tal como un tapón de cemento, tapón puente o un empacador recuperable, asentados en una tubería de revestimiento o *Liner* adecuadamente cementados, cuando las actividades sean interrumpidas por:
 - a) Evacuación de la cuadrilla de perforación, por cualquier motivo diferente a un Accidente o Incidente relacionados con las actividades de Perforación y Terminación;
 - b) Incapacidad para mantener el equipo en la localización, o
 - c) Mantenimiento al equipo de perforación o a los equipos de control de Pozos.
- II. Los Operadores Petroleros deberán utilizar las Mejores Prácticas de la industria, en cuanto a tecnología de perforación, a fin de monitorear y evaluar las condiciones del Pozo en todo momento, minimizando los Riesgos de un posible brote;
- III. En actividades de Perforación y Terminación en Pozos en Aguas Profundas y Pozos en Aguas Ultra Profundas con equipo de perforación flotante, los Operadores Petroleros pueden utilizar arietes ciegos o arietes anulares, para asegurar el Pozo, si no disponen de tiempo suficiente para instalar dispositivos de seguridad como los descritos en este numeral.

Una vez asegurado el Pozo, los Operadores Petroleros informarán a la Comisión del procedimiento ejecutado dentro de las 12 horas posteriores al aseguramiento del Pozo, como parte de la notificación a la que se refiere el artículo 16 de los Lineamientos;

- IV. Los Operadores Petroleros deberán mantener en todo momento válvulas de pie -seguridad *tipo Kelly-* en el piso de perforación para emplearlas en caso de



cualquier eventualidad y confinar la presión en la tubería, durante las actividades de Perforación y Terminación de Pozos, y

- V. Los Operadores Petroleros deberán demostrar a la Comisión, en caso de que ésta así lo requiera, los detalles sobre su programa de control de Pozos durante cualquier inspección.

31. Control de información durante la Perforación y Terminación. A fin de informar a la Comisión de las actividades realizadas durante la Perforación y Terminación, los Operadores Petroleros deberán atender lo siguiente:

- I. Documentar y resguardar toda la información resultante de las actividades de Perforación y Terminación de Pozos, y tenerla a disposición de la Comisión de conformidad con el artículo 10 de los Lineamientos;
- II. Todas las descripciones y análisis de datos, se deberán realizar en forma continua y ponerse a disposición de la Comisión cuando ésta así lo requiera. Lo anterior es aplicable a la interpretación y análisis de la información, y
- III. En el informe de entrega de cualquier documento, se debe incluir el número de Asignación o Contrato, nombre del Operador Petrolero y los datos de Identificación del Pozo.

32. Personal responsable de la actividad posterior a la Perforación y Terminación.

Los Operadores Petroleros deberán diseñar y ejecutar las actividades posteriores a la Perforación y Terminación, con equipos multidisciplinarios que cubran las especialidades requeridas según el tipo de actividad a realizar.

Los Operadores Petroleros deberán asegurar que el personal que conforme el equipo multidisciplinario para las actividades posteriores a la Perforación y Terminación, tenga las competencias y experiencia requeridas para el desarrollo de las actividades y tenga como mínimo 5 años de experiencia en las actividades a ejecutar, tratándose de Pozos en Aguas Profundas y Pozos en Aguas Ultra Profundas.

C. Actividades requeridas después de la Terminación de Pozos

33. Estimulación del Pozo en las actividades posteriores a la Perforación y Terminación. Fracturamiento Hidráulico. Cuando se considere realizar Fracturamiento Hidráulico dentro de una actividad posterior a la Perforación y Terminación, los Operadores Petroleros deberán realizar el diseño y ejecución del programa de Fracturamiento Hidráulico de conformidad con lo especificado en el presente Anexo, y adicionalmente deberán considerar, al menos, lo siguiente:

- I. Historia de trabajos de reparación en el Pozo;
- II. Condiciones mecánicas y datos del Pozo: integridad de la tubería de revestimiento y cemento, intervalos abiertos a producción, profundidad, registros disponibles y configuración mecánica;
- III. Los parámetros de bombeo durante el Fracturamiento Hidráulico, entre ellos, la presión máxima permisible, se deberán definir a partir del gradiente de fractura de la presión de operación de los equipos, del cabezal del Pozo y la de superficie, y



- IV.** Si la presión máxima permisible del cabezal del Pozo es menor que la presión de diseño establecida para el trabajo de fractura, se debe utilizar un protector del cabezal y un Conjunto de Preventores.

En este caso, el programa de Fracturamiento Hidráulico, debe incluirse dentro del documento integrado del Diseño, en la actividad correspondiente que se presenta con la solicitud de modificación de la Autorización de Perforación de Pozos, de conformidad con el artículo 40 de los Lineamientos.

Párrafo reformado, DOF 28-11-2017

34. Pruebas de presión y producción. Las pruebas de presión y producción que los Operadores Petroleros realicen deberán atender lo siguiente:

- I.** Realizar las pruebas de presión de los diferentes Yacimientos atravesados por cualquier Pozo Exploratorio y entregar los resultados a la Comisión dentro del informe al que se refiere el numeral 64 de este Anexo;
- II.** Realizar una prueba para determinar el potencial de producción del Pozo al concluir la Terminación. Las pruebas deben considerar, al menos:
 - a)** Recuperar el fluido de la terminación;
 - b)** Antes de iniciar el periodo de prueba, dejar que el Pozo produzca en condiciones estables al menos por 6 horas continuas, y
 - c)** Una vez cumplido lo previsto en el inciso anterior, realizar la prueba al menos por cuatro horas continuas.

Los Operadores Petroleros deberán entregar a la Comisión los resultados de las pruebas de presión y de la prueba de potencial de producción de los diferentes Pozos perforados, dentro de los 15 días hábiles siguientes a su realización, de conformidad con el informe establecido en el artículo 23 de los Lineamientos;

- III.** En caso de que en la Perforación se pretendan utilizar métodos y procedimientos alternativos a los indicados en la fracción II de este numeral, se deberá prever y requerir la aprobación de la Comisión dentro de la solicitud de Autorización, de conformidad con el requisito establecido en la fracción III, inciso a), subinciso i, apartado B, del artículo 27 de los Lineamientos;
- IV.** Se deberá realizar una prueba de producción a todos los intervalos de cada Pozo terminado por primera vez, una vez transcurridos 30 días naturales después de la fecha de la primera producción continua.
Los resultados de dicha prueba deberán entregarse a la Comisión dentro de los 15 días hábiles siguientes a su realización, de conformidad con el artículo 23 de los Lineamientos;
- V.** La Comisión podrá solicitar a los Operadores Petroleros la realización de pruebas adicionales en función de los resultados de las pruebas realizadas inicialmente o de las características de los Yacimientos encontrados, y
- VI.** Para las pruebas de presión y producción, los Operadores Petroleros deberán acatar lo dispuesto en los Lineamientos Técnicos de Medición de Hidrocarburos y en las Disposiciones Técnicas en materia de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, en lo que respecta a medición y manejo de fluidos.



- 35. Personal responsable del Seguimiento de la Integridad del Pozo.** Los Operadores Petroleros, dentro de las actividades del Seguimiento de la Integridad del Pozo, utilizarán a los especialistas más indicados para evaluar el proyecto del Pozo mediante un equipo multidisciplinario que cuente con los integrantes necesarios entre las siguientes especialidades:

Párrafo reformado, DOF 28-11-2017

- I. Geología;
- II. Geofísica;
- III. Geomecánica;
- IV. Petrofísica;
- V. Ingeniería de Yacimientos;
- VI. Ingeniería de Producción;
- VII. Ingeniería de Perforación;
- VIII. Ingeniería de Terminación;
- IX. Fluidos de perforación y terminación;
- X. Cementación;
- XI. Estimulación;
- XII. Límite técnico;
- XIII. Administración de Proyectos;
- XIV. Análisis de Riesgo, y
- XV. Análisis de Costos y Evaluación Económica.

- 36. Requerimientos para movimiento de equipos e instalación de sistemas de paro de emergencia, durante el Mantenimiento de Pozos Costa Afuera.**

- I. Los Operadores Petroleros deberán seleccionar, diseñar, instalar, utilizar y dar mantenimiento a los equipos de reparación, de manera que sean apropiados para las cargas y las condiciones potenciales que se puedan encontrar durante las actividades propuestas;

Antes de mover una plataforma de reparación de Pozos o un equipo relacionado con las actividades posteriores a la Perforación y Terminación en la plataforma, los Operadores Petroleros deberán determinar la capacidad estructural de la plataforma para soportar el equipo y ejecutar las actividades propuestas, teniendo en cuenta la protección contra la corrosión, el tiempo de servicio de la plataforma y las tensiones anteriores a las que haya sido sometida;

- II. Antes de realizar el movimiento de la unidad de perforación en una plataforma, se deben cerrar todos los Pozos que estén produciendo en la misma área de dicha plataforma. Los Pozos deben ser cerrados en la superficie con una válvula maestra y por debajo de la superficie, con una válvula de seguridad SSSV como barrera secundaria, y

Fracción reformada, DOF 28-11-2017



- III. Los Operadores Petroleros antes de la reparación de un Pozo desde la misma plataforma donde existen otros Pozos productores, deberán instalar una estación de paro de emergencia del equipo cerca de la consola del operador.

37. Fluidos de control en las actividades posteriores a la Perforación y Terminación.

- I. Los Operadores Petroleros deberán especificar el tipo y densidad del fluido de control, para prevenir un influjo y controlar las presiones durante las actividades posteriores a la Perforación y Terminación, de acuerdo con, al menos, los siguientes aspectos:
- a) El diseño del fluido de control debe tomar en cuenta las características de la formación para evitar posibles daños en el intervalo productor, y
 - b) Los fluidos de control de Pozo deberán ser utilizados, mantenidos y probados de la manera apropiada para controlar el Pozo en condiciones y circunstancias previsibles.
- II. Los Operadores Petroleros deberán ejecutar las actividades de reparación de Pozos considerando, al menos, lo siguiente:
- a) Cuando se proceda a sacar de un agujero una sarta de tubería de trabajo, se deberá llenar el anular con fluido de control a manera de evitar que la disminución de la presión hidrostática exceda 517 Kilopascales o cada vez que se saquen 5 lingadas de tubería de trabajo. Se requerirá un dispositivo electrónico, mecánico o volumétrico, para medir la cantidad de fluido de control de tal manera que se pueda llenar el agujero;
 - b) Se deberá instalar, mantener y utilizar el siguiente equipo para el control del fluido:
 - i. Una línea de llenado sobre el preventor superior.
 - ii. Dispositivo para medir el volumen del fluido de control para determinar los volúmenes cuando se llene el agujero en cada viaje.
 - iii. Un indicador y registrador del nivel del tanque activo de fluido para determinar el volumen ganado y perdido. Este indicador debe incluir un dispositivo de advertencia tanto visual como audible.
 - c) Se deberán monitorear los volúmenes y gastos de fluidos que entran y salen del Pozo continuamente, durante las actividades posteriores a la Perforación y Terminación.
 - d) Cuando se requiera desplazar fluido de matar con fluido de terminación, los Operadores Petroleros deberán notificar a la Comisión las adecuaciones a los Programas de Perforación, de conformidad con el artículo 20 de los Lineamientos.

- 38. Conjunto de Preventores en las actividades posteriores a la Perforación y Terminación.** Los Operadores Petroleros deberán seleccionar un Conjunto de Preventores, el cual se utilizará durante las actividades posteriores a la Perforación y Terminación, para cerrar el Pozo y permitir que se controle un influjo o brote para prevenir un posible descontrol de Pozo.

Párrafo reformado, DOF 28-11-2017

Los Operadores Petroleros deberán asegurarse que el programa detallado de la actividad correspondiente incluya el diseño e instalación del Conjunto de Preventores.



El diseño, inspección, mantenimiento, certificación y pruebas debe llevarse a cabo conforme a este Anexo.

Este diseño debe estar incluido en el Programa de Perforación final que acompaña la solicitud de Autorización.

Párrafo reformado, DOF 28-11-2017

D. Actividades de Producción

D.1 Manejo de presiones en las tuberías de revestimiento de Pozos Costa Afuera.

39. Requerimientos para el manejo de presión. Una vez instalado el cabezal del Pozo, los Operadores Petroleros deben cumplir con los requerimientos para el manejo de presión de tubería de revestimiento, establecidos en la Norma API RP 90: "Prácticas recomendadas para el manejo de presiones anulares en Pozos costa afuera" y los requerimientos detallados en este apartado.

De haber discrepancia entre lo establecido en este apartado y la Norma API RP 90, debe seguirse lo establecido en el presente Anexo.

40. Frecuencia de monitoreo de presiones de la tubería de revestimiento. Los Operadores Petroleros deberán monitorear las presiones en la tubería de revestimiento en Pozos Costa Afuera, de la siguiente manera:

- I. Para los Pozos en plataforma fija, se debe monitorear mensualmente, al menos una medición de presión en todas las tuberías de revestimiento;
- II. Para Pozos submarinos, se debe monitorear diariamente, al menos una medición de presión en la tubería de revestimiento de producción;
- III. Para los Pozos Híbridos, se debe monitorear diariamente, al menos una medición de presión en cada *Riser* y/o en la tubería de revestimiento de producción;
- IV. Para los Pozos que operan en una plataforma fija tripulada, en los cuales se haya aprobado producir con una Presión Sostenida en la Tubería de Revestimiento, se debe monitorear y registrar diariamente una lectura de la presión en todas éstas, y
- V. Para los Pozos que operan en una plataforma fija no tripulada, en los cuales se haya aprobado producir con una Presión Sostenida en la Tubería de Revestimiento, se debe monitorear y registrar semanalmente una lectura de la presión en todas éstas.

41. Pruebas de presión de las tuberías de revestimiento.

- I. Los Operadores Petroleros deberán realizar una prueba de presión de la tubería de revestimiento cada 30 días naturales o cuando se presenten las siguientes condiciones:
 - a) En un Pozo en plataforma fija, si la presión en la tubería de revestimiento es mayor a 689.5 Kilopascales;
 - b) En un Pozo submarino, si la presión en la tubería de revestimiento, medida en el cabezal de Pozo submarino, es mayor que la presión hidrostática externa en más de 689.5 Kilopascales, o
 - c) En un Pozo Híbrido, si la presión del *Riser* o de la tubería de revestimiento de producción, medida en la superficie, es mayor que 689.5 Kilopascales.



No se requerirá realizar pruebas de presión en la tubería de revestimiento de un Pozo que opera bajo sistema artificial de producción por bombeo neumático.

42. Registro de presión de las tuberías de revestimiento y pruebas de presión de las tuberías de revestimiento. Los Operadores Petroleros deberán resguardar los registros de las presiones de las tuberías de revestimiento y de las pruebas de presión de las tuberías de revestimiento y ponerlos a disposición de la Comisión cuando ésta los requiera, de conformidad con el artículo 10 de los Lineamientos y las disposiciones legales aplicables.

43. Casos en los cuales deberán repetirse las pruebas de presión en la tubería de revestimiento en Pozos Costa Afuera. Los Operadores Petroleros deberán repetir las pruebas de presión en la tubería de revestimiento en los siguientes casos:

- I. Si ha vencido el plazo aprobado en el Plan de Desarrollo para la Extracción correspondiente, para mantener en producción Pozos que muestran Presión Sostenida en la Tubería de Revestimiento;
- II. Si el Pozo, que previamente producía por sistema artificial de bombeo neumático, se ha cerrado y se reactiva su producción sin dicho sistema por más de ciento ochenta días naturales. La prueba se debe repetir de inmediato en la tubería de revestimiento de producción;
- III. Si la Comisión determina no mantener en producción Pozos que muestran Presión Sostenida en la Tubería de Revestimiento, se debe repetir la prueba antes de 30 días naturales. Ello de conformidad con la notificación que realice el Operador Petrolero, señalada en el numeral 22, fracción V, inciso b) de este Anexo;
- IV. Si la presión en una tubería de revestimiento o *Riser* aumenta en más de 1,379 Kilopascales después de habersele realizado la prueba de presión, se debe repetir la prueba antes de 30 días naturales;
- V. Después de haber tomado cualquier acción correctiva para remediar una presión indeseable en la tubería de revestimiento, se debe repetir la prueba antes de 30 días naturales;
- VI. Si un Pozo en plataforma fija tiene una presión en la tubería de revestimiento que excede al 10 por ciento la presión de estallido más baja, se debe repetir la prueba antes de los 12 meses.

No se requerirá repetir la prueba de presión en las tuberías de revestimiento de producción de Pozos activos con sistema artificial por bombeo neumático, y

- VII. Si un Pozo en plataforma fija tiene una presión superior a 20 por ciento de su presión de estallido más baja, en alguna de las tuberías de revestimiento, que no sea la tubería de revestimiento de producción, se debe repetir la prueba una vez cada 5 años como mínimo.

44. Casos en los que se deberán tomar acciones correctivas con respecto a los resultados de la prueba de presión de la tubería de revestimiento en Pozos Costa Afuera. Los Operadores Petroleros deberán proponer acciones correctivas, si como resultado de la prueba de presión en la tubería de revestimiento, se tiene cualquiera de las siguientes condiciones:



- I. Pozos en plataforma fija con una presión de la tubería de revestimiento que excede la presión máxima de cabezal permisible -*Maximum allowable well head operating pressure*, MAWOP, por sus siglas en inglés-;
- II. Pozos en plataforma fija con una presión de la tubería de revestimiento mayor de 689.5 Kilopascales y que no se pueda desfogar a 0 Kilopascales a través de una válvula de aguja de 0.0125 metros en 24 horas, o no se desfogue a 0 Kilopascales durante una prueba de presión de la tubería de revestimiento;
- III. Cualquier comunicación demostrada entre tubería de producción-tubería de revestimiento, tubería de producción-*Riser*, tubería de revestimiento-tubería de revestimiento, *Riser*-tubería de revestimiento o *Riser-Riser*;
- IV. Pozo Híbrido con presión en tubería de revestimiento o en el *Riser* superior a 689.5 Kilopascales, o
- V. Pozo submarino con una presión en la tubería de revestimiento, medida en el cabezal, de 689.5 Kilopascales por encima de la presión hidrostática externa.

En un plazo no mayor de 15 días naturales, después de haber realizado alguna de las pruebas de presión que requieran acciones correctivas, establecidas en este numeral, los Operadores Petroleros deberán notificarlo a la Comisión.

Lo anterior, con el objeto de realizar dichas acciones correctivas, las cuales deberán ser llevadas a cabo antes de los 30 días naturales posteriores a que se haya realizado la prueba de presión, de conformidad con el numeral 54, fracción V, de este Anexo.

45. **Manejo del efecto térmico causado por la producción inicial en Pozos recién terminados o terminados después de una reparación Costa Afuera.** Considerando que un Pozo recién terminado o terminado después de una reparación tiene a menudo un efecto térmico en la tubería de revestimiento durante el arranque inicial, y que el desahogo de la presión en la tubería de revestimiento durante el proceso de inicio se considera una operación normal y necesaria para controlar dicho efecto térmico en la tubería de revestimiento, no será necesario realizar pruebas de presión en la tubería de revestimiento en ese momento.

Transcurridos 30 días naturales de producción continua, la operación de producción inicial estará completa y se deberán llevar a cabo las pruebas de presión en la tubería de revestimiento, como se indica en los numerales 39 y 40 de este Anexo.

D.2 Pruebas de producción

46. Derogado.

Numeral derogado, DOF 28-11-2017

47. **Pruebas de producción después de la actividad de reparación.** Los Operadores Petroleros deberán realizar una prueba para determinar el potencial de producción de Pozos al concluir la actividad de reparación, conforme a lo siguiente:

- I. Las pruebas en el Pozo deberán realizarse conforme a las siguientes especificaciones técnicas:
 - a) Recuperar en lo posible el fluido utilizado en la actividad;

Inciso reformado, DOF 28-11-2017



- b) Dejar que el Pozo produzca en condiciones estables, por al menos 6 horas continuas, antes de iniciar el periodo de prueba, y
 - c) Una vez cumplido lo previsto en el inciso anterior, realizar la prueba al menos por 4 horas continuas o el tiempo necesario en función de las características petrofísicas del Yacimiento.
- II. En el caso de utilizar métodos y procedimientos alternativos a los indicados en la fracción I de este numeral, los Operadores Petroleros deberán demostrar la confiabilidad de los procedimientos de pruebas alternativos propuestos en la solicitud de modificación a la Autorización.

Fracción reformada, DOF 28-11-2017

- III. Los Operadores Petroleros deberán realizar una prueba de producción a todos los Pozos al concluir las actividades de reparación, en un plazo máximo de 30 días naturales posteriores a la fecha de la primera producción. Una vez que se realiza la primera producción, se deberán realizar pruebas de producción al menos cada año.

Los Operadores Petroleros deberán entregar los resultados de las pruebas de producción realizadas durante el año dentro del primer mes de cada año calendario posterior. Lo anterior dentro del informe anual a que se refiere el artículo 21 de los Lineamientos.

Para las pruebas de producción, los Operadores Petroleros deberán acatar lo dispuesto en los Lineamientos Técnicos en materia de Medición de Hidrocarburos y en las Disposiciones Técnicas para el Aprovechamiento de Gas Natural Asociado, en la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, en lo que respecta a medición y manejo de fluidos.

- 48. Actividades de Perforación, Terminación y reparación con presencia de H₂S y CO₂.** Los Operadores Petroleros que desarrollen actividades de Perforación, Terminación y reparación de Pozos en zonas donde exista o se presuma la presencia de H₂S o CO₂, deberán cumplir tanto las disposiciones de seguridad industrial y protección ambiental que la Agencia emita como, al menos, los siguientes requerimientos:

- I. En el caso de un escape de H₂S a la atmósfera con una duración de 15 minutos de tiempo ponderado promedio con concentración de 20 ppm o más durante las actividades de perforación y terminación, se debe avisar a la Comisión y a la Agencia.

El aviso debe realizarse dentro de las 24 horas siguientes a la ocurrencia del evento, a través de medios de comunicación electrónica y posteriormente mediante un informe escrito que se debe entregar a la Comisión dentro de los 15 días naturales siguientes a la ocurrencia del evento, y que contenga las actividades de Perforación, Terminación y reparación a realizar.

El aviso señalado en el párrafo anterior debe realizarse sin perjuicio de cualquier otra acción requerida por las disposiciones legales aplicables;

- II. Los equipos, accesorios, tuberías, Conjunto de Preventores, aparejo de producción, cabezales, empacadores y demás aplicables, deberán ser aptos para operar en éstos ambientes;



- III. Durante las actividades de corte y recuperación de núcleo, los Operadores Petroleros deberán asegurarse que el personal utilice equipos de protección definidos por la Agencia.

Al menos 10 tubos antes de recuperar el núcleo, deberán aplicarse las medidas de prevención y protección establecidas. Los núcleos deberán ser empacados herméticamente e identificados con una etiqueta que indique la presencia de H₂S;

- IV. Durante las actividades de toma de registros geofísicos, los Operadores Petroleros deberán tratar y acondicionar el fluido de perforación que se encuentra en uso para minimizar los efectos del H₂S en el equipo de registros geofísicos;
- V. Utilizar medios de monitoreo y control de la corrosión causada por H₂S y CO₂, tanto en el fondo del Pozo como en la superficie. Se deberán tomar medidas de control y mitigación específicas, y
- VI. Mantener en las instalaciones cantidades suficientes de Materiales o aditivos para controlar el PH y para inhibir la corrosión de los fluidos base agua de perforación, terminación o reparación.

- 49. **Actividades de prueba de Pozo con presencia de H₂S.** Los Operadores Petroleros que desarrollen actividades de pruebas de producción en zonas donde exista o se presuma presencia de H₂S, deberán cumplir las disposiciones de seguridad industrial y protección ambiental aplicables y cumplir, al menos, los siguientes requerimientos:

- I. El personal que realice las pruebas de pozos deberá estar provisto del equipo de seguridad establecido. Durante la prueba, se deberán monitorear continuamente los niveles de H₂S, y
- II. Utilizar equipos de cabezal de Pozo y herramientas de prueba de fondo, adecuados para la presencia de H₂S.

Tercera Sección. Abandono

- 50. **Actividades de Abandono.** Esta actividad aplica para todos los Pozos que califican para Abandono Permanente o Abandono Temporal, y que tienen por objeto garantizar la integridad mecánica del Pozo después de abandonado. Lo anterior, para evitar la migración de fluidos hacia la superficie.

Los Operadores Petroleros son responsables de la planificación, diseño, logística y ejecución de las actividades de cementación relacionadas con los trabajos para el Abandono de los Pozos.

Los Operadores Petroleros deberán notificar a la Comisión el inicio de las acciones y procedimientos para realizar el Abandono de un Pozo, lo anterior conforme a lo establecido en numeral 54, fracción IX de este Anexo.

- 51. **Programa de Abandono.** Los Operadores Petroleros entregarán a la Comisión un informe, dentro de la notificación de los resultados sobre el Abandono del Pozo, conforme al artículo 24 de los Lineamientos, el cual debe contener las características del cemento utilizado para los taponos y los procedimientos de mezcla del cemento establecidos en las normas API SPEC 10 A, "Especificaciones para cementos y materiales usados en la cementación de pozos" y API RP 10 B, "Prácticas recomendadas para pruebas de cementos para Pozos", establecidas en el Anexo II.



52. Abandono Temporal. Los Operadores Petroleros deberán cumplir con lo siguiente en caso de que realicen el Abandono Temporal:

- I. Para Pozos terrestres que vayan a ser abandonados temporalmente, los Operadores Petroleros deberán sellar los intervalos abiertos del Pozo, probar la integridad de la tubería de revestimiento y sellarla en la superficie, conforme a lo siguiente:
 - a) 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;
 - b) Soldar una placa de acero provista de una válvula de alivio en la parte superior del revestimiento de menor diámetro; o
 - c) Instalar un Árbol de Válvulas en el Pozo, o
 - d) Sellar con una placa de acero en la brida superior del cabezal del Pozo e instalar una válvula de alivio.
- II. En Pozos equipados con *Liner*, el aislamiento debe ser realizado de acuerdo con uno de los procedimientos siguientes:
 - a) 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
 - b) Colocar un tapón mecánico 10 metros arriba de la cima del *Liner*.

En el Abandono Temporal de emergencia de un Pozo, prevalecerán los procedimientos del Plan para Atención de Contingencias específico para cada caso.
- III. Los Operadores Petroleros podrán realizar el Abandono Temporal de Pozos Costa Afuera y Lacustres, siempre que presenten ante la Comisión el análisis técnico y el análisis económico que lo justifique.

Para el Abandono Temporal, los Operadores Petroleros deberán cumplir con los requisitos y realizar las pruebas señaladas en el artículo 27, apartado B, fracción III, inciso b), subinciso iv) de los Lineamientos.

53. Abandono Permanente. Los Operadores Petroleros deberán cumplir el siguiente procedimiento e informar de conformidad con lo establecido en este numeral cuando realicen el Abandono Permanente:

- I. Los Operadores Petroleros deberán cumplir con el procedimiento siguiente:
 - a) 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 en la parte superior del *Liner* y sin perjuicio de la adopción de los demás procedimientos de Abandono descritos en este Anexo;
 - b) En Pozos de agujero descubierto:
 - i. Colocar un tapón de cemento con el fin de cubrir los intervalos permeables que contienen Hidrocarburos o acuíferos, dejando la cima del tapón por lo menos 30 metros por encima de los intervalos permeables y el fondo 30 metros por debajo de éstos, o en el fondo del Pozo. Ello, si la distancia del fondo del Pozo a la base del intervalo fuera menor a 30 metros;



- ii. Colocar un tapón de cemento de al menos 60 metros de longitud, de manera que su base se coloque, como mínimo 30 metros por debajo de la zapata de la tubería de revestimiento más profunda, y
 - iii. En caso de pérdida de circulación en los estratos permeables durante los procedimientos de Abandono descritos en este numeral, colocar un tapón mecánico permanente próximo a la zapata de la tubería de revestimiento más profunda y probar su hermeticidad conforme a las pruebas señaladas en el numeral 22, fracción V, incisos c) y d) de este Anexo.

El tapón de cemento deberá colocarse mínimo 30 metros de longitud por encima del tapón mecánico.
- c) En Pozos con un intervalo superficial disparado, el aislamiento debe ser realizado por uno de los siguientes métodos:
- i. Colocar un tapón mecánico permanente aproximadamente 20 metros por encima de la cima del intervalo disparado y colocar un tapón de cemento de al menos 30 metros de longitud por encima del tapón mecánico, o
 - ii. Colocar un tapón de cemento de al menos 60 metros de longitud, de modo que su base quede posicionada a 20 metros de la cima del intervalo disparado.
- d) 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 en el inciso b) de este apartado;
 - 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.



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.

El Operador Petrolero debe verificar la correcta colocación del tapón tocando éste con tubería de producción o con tubería de perforación. Si al verificar la integridad del tapón con tubería de producción o tubería de perforación, se determina que el tapón no fue colocado correctamente, se debe repetir la operación de taponamiento.

Adicionalmente, el Operador Petrolero 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 deberán 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 producían 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 15 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 15 metros por encima del tapón puente.
- viii.** Los Operadores Petroleros pueden aplicar sus métodos de Abandono Permanente de Pozo, siempre y cuando sean equivalentes o superiores a los descritos en este Anexo, en cuyo caso deberán



incluirlos en la notificación de Abandono conforme al numeral 54, fracción IX de este Anexo.

- II. Los Operadores Petroleros deberán entregar a la Comisión un informe detallado del Abandono Permanente, de acuerdo con el artículo 24 de los Lineamientos.

Asimismo, el Operador Petrolero podrá usar el cemento u obturantes químicos permanentes en la formación productora, previo a la colocación de tapones y a fin de reducir el riesgo de la aportación de fluidos de dicha formación.

Cuarta Sección. Avisos, informes y notificaciones para dar Seguimiento a la Integridad de Pozos

54. **Actividades sujetas a aviso.** Los Operadores Petroleros deberán dar aviso a la Comisión, junto con la justificación correspondiente, del inicio de las siguientes actividades para dar Seguimiento de la Integridad del Pozo y con el nivel de detalle que se indica a continuación:

Párrafo reformado, DOF 28-11-2017

- I. Derogado;

Fracción derogada, DOF 28-11-2017

- II. Derogado.

Fracción derogada, DOF 28-11-2017

- III. Derogado;

Fracción derogada, DOF 28-11-2017

- IV. Recuperación de Pozo Exploratorio.

Los Operadores Petroleros deberán presentar este aviso cuando realicen la recuperación de un Pozo Exploratorio. Para ello, deberán detallar la Identificación del Pozo, de conformidad con el Anexo III de los Lineamientos, justificar técnica y económicamente el uso que se le dará al mismo e indicar el Plan o programa aprobado al que se vincula;

Fracción reformada, DOF 28-11-2017

- V. Aviso de Mantenimiento.

En su caso, este aviso deberá detallar las acciones de reparación si la integridad de la tubería de revestimiento se ha deteriorado a un nivel que está fuera del rango de los factores de seguridad o indicar si se ocupó una nueva tubería de revestimiento.

- VI. Derogado

Fracción derogada, DOF 28-11-2017

- VII. Derogado

Fracción derogada, DOF 28-11-2017

- VIII. Derogado

Fracción derogada, DOF 28-11-2017

- IX. Aviso de Abandono de Pozos, de conformidad con las siguientes bases:

A. Abandono Permanente en donde se reporte la siguiente información:



- a) Tipo de Pozo;
- b) Justificación del Abandono Permanente del Pozo, junto con los documentos que soporten dicha justificación;
- c) Resultados de las pruebas más recientes de producción y de presión;
- d) La descripción del proceso de Abandono, que debe incluir:
 - i. La presión máxima posible en la superficie, y cómo fue determinada;
 - ii. Tipo, densidad y reología del fluido de control que se va a utilizar;
 - iii. Estado mecánico actual del Pozo, con una descripción que incluya:
 - a. Los intervalos perforados que no han sido taponados;
 - b. Profundidades de las tuberías de revestimiento y accesorios, y
 - c. Equipos de subsuelo.
 - iv. Estado mecánico propuesto del Pozo con una descripción que incluya:
 - a. La ubicación de los tapones;
 - b. Los tipos de tapones, y
 - c. La longitud de los tapones de Abandono Permanente.
 - v. Las cimas y bases estimadas del cemento y los fundamentos de su estimación;
 - vi. Propiedades del lodo;
 - vii. Las propiedades de la Lechada de cemento que se utilizará, las condiciones bajo las cuales va a estar sometido el tapón de cemento y su comportamiento en el tiempo;
 - viii. Programa de taponamiento, y
 - ix. Programa de eliminación o corte de la tubería de revestimiento, incluyendo la información sobre los explosivos, si se utilizaran, y profundidad propuesta para la eliminación y el corte.
- e) Derogado

Inciso derogado, DOF 28-11-2017
- f) En caso de Abandono de Pozos Costa Afuera, entregar los planes para proteger los recursos biológicos, incluyendo la descripción de los daños que puedan causar los accesorios operativos de fondo marino durante las actividades correspondientes. Lo anterior, de conformidad con la regulación que para tal efecto establezcan las autoridades correspondientes, y
- g) Derogado.

Inciso derogado, DOF 28-11-2017
- B. Abandono Temporal. En caso de Abandono Temporal, los Operadores Petroleros deberán realizar el aviso correspondiente junto con los siguientes requisitos:
 - a) Tipo de Pozo;
 - b) Justificación del Abandono Temporal, junto con los documentos que la sustenten;
 - c) Los resultados de las pruebas más recientes de producción y de presión;



- d) La presión máxima posible en la superficie y cómo fue determinada;
- e) El tipo, densidad y reología del fluido de control que se va a utilizar;
- f) La descripción de las actividades y procedimientos a desarrollar;
- g) El Análisis de Riesgos Operativos y el plan de mitigación. Lo anterior, de conformidad con la regulación que para tal efecto haya emitido la Agencia;
- h) El estado mecánico actual y propuesto con una descripción que incluya:
 - i. La profundidad del Pozo;
 - ii. Los intervalos perforados que no han sido taponados;
 - iii. Profundidades de las tuberías de revestimiento y accesorios;
 - iv. Equipos de subsuelo;
 - v. La ubicación de los tapones;
 - vi. Los tipos de tapón, y
 - vii. La longitud de los tapones.
- i) Las cimbras y bases estimadas de cemento y los fundamentos de su estimación;
- j) Las propiedades del lodo;
- k) Las propiedades de la Lechada de cemento que se utilizará, las condiciones bajo las cuales va a estar sometido el tapón de cemento y su comportamiento en el tiempo, y
- l) El programa de taponamiento.

Tratándose de Abandono Temporal en Pozos en tierra, el Operador Petrolero debe avisar a la Comisión el Abandono Temporal del Pozo, cuando éstos hayan estado inactivos al menos por un año, indicando la fecha desde que el Pozo se encuentra inactivo.

Para tal efecto, para el Abandono Temporal del Pozo, los intervalos abiertos del Pozo deberán ser sellados y la integridad de la tubería de revestimiento debe ser probada y sellada en la superficie;

La Comisión puede permitir al Operador Petrolero mantener la condición del Pozo como de Abandono Temporal por un periodo adicional a un año, siempre y cuando dicho plazo no exceda la vigencia del título de Asignación o del Contrato para la Exploración o Extracción.

El Operador Petrolero debe proceder con el Abandono Permanente, una vez vencido el periodo de Abandono Temporal establecido por la Comisión.

El Operador Petrolero deberá presentar este aviso por lo menos con 20 días naturales previos al inicio de las actividades de Abandono Temporal o Abandono Permanente, en el Formato APT-N1.

Cuando las actividades de Abandono de un Pozo puedan afectar negativamente cualquier actividad de los Pozos vecinos, por compartir estructuras u horizontes geológicos con otros, la Comisión revisará los impactos que puedan ocasionarse por el referido Abandono y, en su caso, podrá establecer requisitos y medidas específicas, para evitar dichas consecuencias;



En el caso de Abandono Permanente, los Pozos localizados dentro del Área Contractual o Área de Asignación que califican para Abandono Permanente, deberán intervenir para tal propósito, dentro del plazo de vigencia del título de Asignación o Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos;

Por su parte, la Comisión podrá emitir sus observaciones al procedimiento de Abandono Temporal, en un plazo no mayor de 15 días hábiles, contados a partir del día en el que recibió de manera íntegra la información correspondiente.

Los avisos comprendidos en las fracciones IV, V y IX implican modificaciones al Programa de Perforación, previas al inicio de actividades de Perforación de un Pozo, no obstante, siempre que dichas modificaciones no impliquen cambios al Diseño o al Modelo de Diseño de un Pozo los Operadores Petroleros deberán avisar los cambios de conformidad con este numeral.

Párrafo reformado, DOF 28-11-2017

Los Operadores Petroleros deberán avisar trimestralmente a la Comisión la información contenida en la fracción IV y V de este numeral, conforme a lo establecido en el numeral 4 de este Anexo.

Párrafo reformado, DOF 28-11-2017

En las fracciones IV, V y IX de este numeral la Comisión podrá prevenir dentro de los diez días hábiles posteriores a que los Operadores Petroleros presenten el aviso correspondiente, para que éstos subsanen las inconsistencias o información faltante dentro de los siguientes diez días hábiles a que hayan recibido la notificación correspondiente.

Párrafo reformado, DOF 28-11-2017

Los Operadores Petroleros deberán conservar la información referida en las fracciones anteriores y mantenerla a disposición de la Comisión en caso de que ésta la requiera de conformidad con el artículo 10 de los Lineamientos.

Por su parte, la Comisión puede citar a comparecer al Operador Petrolero, para revisar el alcance y límites de las modificaciones realizadas a los programas operativos.

55. De los avisos que deberán realizar los Operadores Petroleros que cuenten con Autorizaciones para Pozos en Aguas Profundas y Pozos en Aguas Ultra Profundas. El Operador Petrolero deberá dar aviso a la Comisión de las siguientes actividades:

- I. El resultado de la prueba de presión en las tuberías de revestimiento, y en caso de obtener resultados negativos en la prueba, la descripción detallada de las acciones correctivas propuestas.
- II. La repetición de Prueba de Presión Negativa, después de haber realizado acciones correctivas por falla detectada en la prueba inicial, en Pozos con Conjunto de Preventores submarinos o con Sistema de Suspensión en Lecho Marino;

En este caso los Operadores Petroleros deben entregar los resultados y análisis de la Prueba de Presión Negativa previa y la descripción de la acción correctiva realizada de conformidad con el numeral 22, fracción V, inciso d), subinciso iv, de este Anexo.

- III. La reanudación de actividades de perforación después de haber realizado la prueba de presión en una tubería de revestimiento, cuya longitud se extiende hasta la superficie, por actividades prolongadas por más de 30 días naturales



dentro de esa tubería de revestimiento. Ello, de conformidad con el numeral 22, fracción VI de este Anexo.

IV. La reparación de tubería de revestimiento, por operaciones prolongadas por más de 30 días naturales dentro de esa tubería de revestimiento. Dicho aviso debe contener lo siguiente:

- a)** Resultados de la prueba de presión;
- b)** En caso de requerir la colocación de nueva tubería, adjuntar el programa actualizado de dichas actividades de acuerdo con los requerimientos especificados en este Anexo;
- c)** Programa actualizado de Cementación, de acuerdo con los requerimientos especificados en este Anexo;
- d)** Descripción de los procedimientos a seguir durante las actividades descritas;
- e)** El Programa final de Terminación, en el caso de que haya cambios con respecto al contenido en la solicitud que fue autorizada, y
- f)** Revisión del pronóstico de producción y de la evaluación económica del Pozo.

V. Derogado

VI. Acciones correctivas por resultados negativos de la prueba de presión de las tuberías de revestimiento.

Este aviso debe entregarse dentro de los 15 días hábiles posteriores a la ejecución de las acciones correctivas en las tuberías de revestimiento.

VII. Fuga o reducción de presión en las tuberías de revestimiento. Los Operadores Petroleros deberán notificar a la Comisión en un plazo no mayor a 24 horas la disminución de presión en las tuberías de revestimiento en más del 10 por ciento o cualquier otra indicación de fuga conforme a los resultados de las pruebas de presión realizadas, así como las acciones correctivas para garantizar el sello apropiado. Lo anterior de conformidad con el numeral 22, fracción V, inciso b) de este Anexo.

Los avisos establecidos en este numeral se presentarán en los formatos que para tal efecto establezca la Comisión. Por otra parte, los avisos referidos en las fracciones I, III y IV de este Anexo deberán entregarse trimestralmente conforme a lo señalado en el numeral 4 de este Anexo.

En los avisos señalados en las fracciones II, V, VI y VII, la Comisión podrá prevenir a los Operadores Petroleros dentro de los 10 días hábiles posteriores a que éstos presenten el aviso correspondiente, para que subsanen las inconsistencias o información faltante dentro de los siguientes 10 días hábiles a que hayan recibido la notificación correspondiente.

Los Operadores Petroleros deberán conservar la información referida en este numeral y mantenerla a disposición de la Comisión en caso de que ésta la requiera de conformidad con el artículo 10 de los Lineamientos.

56. Derogado.

Numeral derogado, DOF 28-11-2017



- 57. Aviso de las comunicaciones y coordinaciones entre Operadores Petroleros.** Los Operadores Petroleros deberán avisar los acuerdos que hayan realizado con otros Operadores Petroleros para desempeñar las actividades de Exploración y desarrollo de Yacimientos No Convencionales, así como entregar copia simple de estos acuerdos a la Comisión, 15 días hábiles previos al inicio de la operación de Fracturamiento Hidráulico.

Lo anterior, en atención al artículo 13 de los Lineamientos y al numeral 28, fracción X de este Anexo.

- 58.** Derogado.

Numeral derogado, DOF 28-11-2017

- 59.** Derogado.

Numeral derogado, DOF 28-11-2017

- 60.** Derogado.

Numeral derogado, DOF 28-11-2017

- 61.** Derogado

Numeral derogado, DOF 28-11-2017

- 62. De los avisos de los Cambios Operativos y cambios presupuestales contemplados en las Autorizaciones.** El Operador Petrolero deberá dar aviso de los Cambios Operativos al Programa de Perforación y al Seguimiento de la Integridad de conformidad con las siguientes bases:

I. Si al iniciar la Perforación de un Pozo, el Operador Petrolero no puede continuar con el Programa de Perforación de un Pozo autorizado, puede optar por realizar las adecuaciones operativas y en sus cronogramas de trabajo. Lo anterior, siempre que dichas adecuaciones se deriven de los siguientes supuestos:

- a)** No se puedan mantener las coordenadas de superficie autorizadas, por condiciones operativas presentes y pueda desplazar el Pozo a otras coordenadas de superficie. Ello, de conformidad con los diseños de los Pozos Alternos autorizados, o bien;
- b)** Se deban realizar adecuaciones o adaptaciones, derivadas de la incorporación de nueva información o bien, de lecciones aprendidas.

El Operador Petrolero debe incluir en el aviso que realice, la modificación de las coordenadas y la justificación correspondiente respecto de los resultados esperados de las actividades de Perforación. La Comisión realizará la actualización de las coordenadas de superficie del Pozo en el Registro de Pozos correspondiente. Lo anterior, de conformidad con lo establecido en el Anexo III de los Lineamientos.

- c)** En este aviso también deberán notificarse, en su caso, los cambios de personal o de los Responsables Oficiales de la Perforación, o bien, del mantenimiento de la Integridad de éstos.



- II. En caso de cambios al Programa de Terminación final que contengan cambios con respecto al Programa de Terminación preliminar contenido en la solicitud de Autorización, se deberá presentar la siguiente información actualizada:
- a) Diagrama esquemático que muestre los intervalos productores;
 - b) El diagrama mecánico de la instalación;
 - c) Derogado

Inciso derogado, DOF 28-11-2017

- d) Para Pozos donde se programe realizar Fracturamiento Hidráulico, se debe presentar el programa de Fracturamiento Hidráulico respectivo.

Inciso reformado, DOF 28-11-2017

- III. En caso de llevar a cabo actividades adicionales no contempladas en el Programa de Perforación original, se deberá avisar los siguiente:

- a) Notificar por escrito a la Comisión, mediante los formatos correspondientes, el inicio de las actividades relacionadas con Pozos, dentro de las 24 horas posteriores al inicio de dichas actividades.

En caso de que algunas de las actividades autorizadas, relacionadas con Pozos, no se vayan a realizar dentro de la vigencia de la autorización, el Operador Petrolero debe notificarlo a la Comisión a más tardar dentro de los 30 días hábiles antes del vencimiento de la Autorización.

Lo anterior, mediante el Formato APT-N2, incluyendo la justificación del retraso. La Comisión, en su caso, instruirá lo procedente en un plazo que no excederá los 10 días hábiles contados a partir de la recepción de la notificación, y

- b) Notificar por escrito a la Comisión, mediante el Formato APT-N2, los resultados de las actividades de Perforación y Terminación, actividades posteriores a la Perforación y Abandono Temporal o Abandono Permanente de Pozos.

- IV. Derogado.

Fracción derogada, DOF 28-11-2017

En el caso de las fracciones I, II y III, inciso b) las notificaciones deberán realizarse, al menos dentro de los 15 días hábiles previos al inicio de esas actividades.

Por su parte, la Comisión puede citar a comparecer al Operador Petrolero, para revisar el alcance y límites de las modificaciones realizadas a los programas operativos aprobados. Asimismo, durante la realización de dichas comparecencias, la Comisión podrá requerir cualquier aclaración que considere necesaria, dentro de los 10 días hábiles siguientes a la recepción del aviso.

63. Derogado.

Numeral derogado, DOF 28-11-2017

64. **Informe anual de Pozos.** En el mes de marzo de cada año, los Operadores Petroleros deberán presentar un informe anual respecto del año inmediato anterior, que contenga la siguiente información:



Párrafo reformado, DOF 28-11-2017

- I. Los resultados de los indicadores señalados en la fracción XIV del artículo 27 de los Lineamientos, con los siguientes elementos:

Fracción reformada, DOF 28-11-2017

- a) **Éxito mecánico.**
 - i. **Éxito geológico:**
 - a. Columna estratigráfica programada en comparación con la real;
 - b. Sección estructural sísmica programada en comparación con la real;
 - c. Correlación estratigráfica programada en comparación con la real, y
 - d. Eventos de perforación asociados con aspectos geológicos relevantes.
 - ii. **Cumplimiento de la arquitectura diseñada.**
 - a. Coordenadas del conductor y de la profundidad total desarrollada programada, en comparación con las reales;
 - b. Trayectoria real en comparación con la programada;
 - c. Profundidad total real en comparación con la programada;
 - d. Estado mecánico real en comparación con el programado;
 - e. Resumen de la perforación por etapas, y
 - f. Tipo, características y diámetros de las Barrenas empleadas.
- b) **Éxito volumétrico.**
 - i. Reservas reales incorporadas en comparación con las reservas estimadas a incorporar para Pozos Exploratorios, y
 - ii. Gasto real en comparación con el gasto estimado, para Pozos de desarrollo.
- c) **Éxito en tiempo de ejecución.**
 - i. Tiempo total real de Perforación y Terminación en comparación con el tiempo total programado de Perforación y Terminación;
 - ii. Tiempo real de perforación en comparación con el tiempo programado de perforación, y
 - iii. Tiempo real de Terminación en comparación con el tiempo programado de Terminación.
- d) **Éxito en costos Programado vs Real.**
 - i. Costo total real de Perforación y Terminación en comparación con el costo total programado de Perforación y Terminación;
 - ii. Costo real de perforación en comparación con el costo programado de perforación, y
 - iii. Costo real de Terminación en comparación con el costo programado de Terminación.



La Comisión manejará confidencialmente la información de costos proporcionada por el Operador;

- II. Los resultados de las pruebas de hermeticidad de los Pozos;
- III. Las acciones que se realizaron para dar Seguimiento a la Integridad de los Pozos incluyendo los registros de los inventarios diarios de los fluidos de perforación, así como de los Materiales y aditivos utilizados durante su preparación, en el informe de fluidos de perforación;
- IV. Los resultados relacionados con la ejecución de las actividades y procedimientos de control de Pozos realizados en el periodo referido;
- V. Resultados de las pruebas de presión en tuberías de revestimiento, Pruebas de Presión Negativa y pruebas de presión en *Liners*;
- VI. Análisis de las desviaciones en los indicadores de cumplimiento del Pozo, el cual debe contener un análisis de factores causales que incidieron en los resultados de la Perforación y Terminación del Pozo, aplicando la metodología causa raíz;
- VII. Conclusiones del análisis de las desviaciones, y
- VIII. Lecciones aprendidas y áreas de oportunidad identificadas de los resultados obtenidos del análisis causa raíz, en los siguientes aspectos:
 - a) Gobernabilidad o toma de decisiones;
 - b) Modelos de relaciones;
 - c) Procesos habilitadores: equipos, Materiales y logística;
 - d) Seguimiento operacional;
 - e) Prácticas operacionales;
 - f) Metodologías;
 - g) Tecnologías;
 - h) Modelos de negocios, y
 - i) Esquema contractual.

65. Derogado.

Numeral derogado, DOF 28-11-2017

66. **Notificación de pruebas de integridad de presión, pruebas de afluencia a colgadores y registros acústicos.** En caso de que los resultados de las pruebas a que se refiere el numeral 19, fracción IX de este Anexo, demuestren que la formación está aportando fluidos a través del colgador, el Operador Petrolero deberá notificarlo a la Comisión dentro de las 24 horas siguientes a que haya obtenido los resultados de las pruebas y señalar las acciones correctivas que realizará.

67. **Aviso de daño en las tuberías de revestimiento como consecuencia de Fracturamiento Hidráulico.** Si se presenta un daño en la tubería de revestimiento como consecuencia de tratamientos de Fracturamiento Hidráulico, los Operadores Petroleros deberán avisar a la Comisión, dentro de las 24 horas siguientes a la ocurrencia de dicho daño y tomar las medidas pertinentes para la corrección de éste, en seguimiento al numeral 28, fracción VIII de este Anexo.



68. Derogado.

Numeral derogado, DOF 28-11-2017

69. **Informe de Abandono.** Para el caso de Abandono de un Pozo, los Operadores Petroleros deberán entregar a la Comisión un informe donde detallen los resultados de la información en materia de Abandono Temporal y Abandono Permanente de Pozos señalada en el artículo 24 de los Lineamientos. Lo anterior, dentro de los 15 días hábiles posteriores a la finalización de las actividades relacionadas con la remediación y Abandono realizados.

Este informe deberá contener los siguientes requisitos:

- I. Número de Asignación o Contrato;
- II. Nombre del Operador Petrolero;
- III. Identificación y Clasificación del Pozo;
- IV. Fecha en la cual se abandonó el Pozo;
- V. Informe del taponamiento, y
- VI. Estado mecánico final del Pozo.