

SECRETARÍA DE MEDIO AMBIENTE Y RECURSOS NATURALES

DISPOSICIONES administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de seguridad industrial, seguridad operativa y protección al medio ambiente para realizar las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales en tierra.

DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESTABLECEN LOS LINEAMIENTOS EN MATERIA DE SEGURIDAD INDUSTRIAL, SEGURIDAD OPERATIVA Y PROTECCIÓN AL MEDIO AMBIENTE PARA REALIZAR LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN TIERRA.

CARLOS SALVADOR DE REGULES RUIZ-FUNES, Director Ejecutivo de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, con fundamento en el artículo Transitorio Décimo Noveno, segundo párrafo, del Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía, publicado en el Diario Oficial de la Federación el 20 de diciembre de 2013, y en los artículos 1o., 2o., 4o., 5o., fracciones III, IV, VI, VIII, X, XXI, y XXX, 6o., 27 y 31, fracciones II, IV y VIII, de la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos; 95 y 129, de la Ley de Hidrocarburos; 1o., 2o., 17, y 26, de la Ley Orgánica de la Administración Pública Federal; 1o. y 4o., de la Ley Federal de Procedimiento Administrativo; 1o., 2o., fracción XXXI, inciso d), 5o., fracción I, 41, 42, 43, fracción VIII, y 45 BIS, segundo párrafo, del Reglamento Interior de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales; y 1o. y 3o., párrafos primero y segundo, fracciones I, V, y XLVII, del Reglamento Interior de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, y

CONSIDERANDO

Que el 20 de diciembre de 2013, se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos en Materia de Energía, en cuyo artículo Transitorio Décimo Noveno se establece como mandato al Congreso de la Unión la creación de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos como un órgano administrativo desconcentrado de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales, con autonomía técnica y de gestión, con atribuciones para regular y supervisar, en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente, las Instalaciones y actividades del Sector Hidrocarburos, incluyendo las actividades de desmantelamiento y abandono de Instalaciones, así como el control integral de residuos;

Que el 11 de agosto de 2014, se publicó en el Diario Oficial de la Federación la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos en la cual se establece que la Agencia tiene por objeto la protección de las personas, el medio ambiente y las Instalaciones del Sector Hidrocarburos, por lo que cuenta con atribuciones para regular, supervisar y sancionar en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente las actividades del Sector, considerando aspectos preventivos y correctivos en casos de Emergencias;

Que la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos establece, entre otras, las atribuciones de esta Agencia para: a) emitir las bases y criterios para que los Regulados adopten las mejores prácticas de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y de protección al medio ambiente que resulten aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos, y b) regular a través de lineamientos, directrices, criterios u otras disposiciones administrativas de carácter general necesarias en las materias de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente;

Que el 11 de agosto de 2014, se publicó en el Diario Oficial de la Federación la Ley de Hidrocarburos en la que se define a la actividad de Exploración como la actividad o conjunto de actividades que se valen de métodos directos, incluyendo la perforación de pozos, encaminadas a la identificación, descubrimiento y evaluación de Hidrocarburos en el Subsuelo, en un área definida; y a la Extracción como la actividad o conjunto de actividades destinadas a la producción de Hidrocarburos, incluyendo la perforación de pozos de producción, la inyección y la estimulación de Yacimientos, la recuperación mejorada, la Recolección, el acondicionamiento y separación de Hidrocarburos, la eliminación de agua y sedimentos, dentro del Área Contractual o de Asignación, así como la construcción, localización, operación, uso, abandono y desmantelamiento de Instalaciones para la producción;

Que la misma Ley de Hidrocarburos establece que los Asignatarios y Contratistas estarán obligados a cumplir con la regulación, lineamientos y disposiciones administrativas que emitan las Secretarías de Energía y de Hacienda y Crédito Público, la Comisión Nacional de Hidrocarburos y la Agencia en el ámbito de sus respectivas competencias;

Que el 31 de octubre de 2014, se publicó en el Diario Oficial de la Federación el Reglamento Interior de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos en el que se detalla el conjunto de atribuciones que debe ejercer esta Agencia, entre las que se encuentran, emitir las bases y criterios para que los Regulados adopten las mejores prácticas de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente que resulten aplicables a las actividades del Sector;

Que el 13 de mayo de 2016, se publicaron en el Diario Oficial de la Federación las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos que se indican, entre las que se encuentra la obligación por parte de los Regulados de contar con un Sistema de Administración con el propósito de prevenir, controlar y mejorar el desempeño de su Instalación o conjunto de ellas, en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y de protección al medio ambiente en el Sector Hidrocarburos, mismo que deberá ser autorizado por la Agencia para ser implementado en los Proyectos que éstos busquen desarrollar;

Que con la finalidad de aprovechar los recursos energéticos con que cuenta el país, se realizarán actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales, por lo que es necesario contar con la regulación necesaria para que estas actividades se realicen salvaguardando en todo momento la integridad de las personas, el medio ambiente y las Instalaciones;

Que los presentes lineamientos establecen los elementos técnicos que deberán cumplir los Regulados interesados en realizar actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales y en la operación y ejecución de dichas actividades, en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente, y

Que con base en lo anterior, se expiden las siguientes:

**DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESTABLECEN LOS
LINEAMIENTOS EN MATERIA DE SEGURIDAD INDUSTRIAL, SEGURIDAD OPERATIVA Y
PROTECCIÓN AL MEDIO AMBIENTE PARA REALIZAR LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y
EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN TIERRA**

CAPÍTULO I

DISPOSICIONES GENERALES

Artículo 1. Los presentes lineamientos son de observancia general y tienen por objeto establecer las obligaciones y requisitos que los Regulados deberán cumplir en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente para la realización de las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales en tierra.

Artículo 2. Para efectos de la interpretación y aplicación de los presentes lineamientos, se estará a los conceptos y definiciones, en singular o plural, previstas en la Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, la Ley de Hidrocarburos, la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos, los reglamentos derivados de esas leyes, el Reglamento Interior de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, así como en las disposiciones administrativas de carácter general aplicables emitidas por la Agencia, y a las siguientes definiciones:

- I. **Abandono:** Etapa final de un Proyecto del Sector Hidrocarburos, posterior al Cierre definitivo y Desmantelamiento de una Instalación en la que el sitio queda en condiciones seguras y ya no existan causas supervenientes de impacto al Medio Ambiente;
- II. **Accidente:** Evento que ocasiona afectaciones al personal, a la Población, a los bienes propiedad de la Nación, a los equipos e instalaciones, a los sistemas y/o procesos operativos y al medio ambiente;
- III. **Acuífero:** Cualquier formación geológica o conjunto de formaciones geológicas hidráulicamente conectados entre sí, por las que circulan o se almacenan aguas del subsuelo que pueden ser extraídas para su explotación, uso o aprovechamiento y cuyos límites laterales y verticales se definen convencionalmente para fines de evaluación, manejo y administración de las aguas nacionales del subsuelo;
- IV. **Agente Apuntalante:** Material sólido redondeado de un tamaño particular, probadamente efectivo, transportado por medio de determinado fluido, que evita, al término del proceso de Fracturamiento Hidráulico, el cierre de la fractura dejando un empaque conductivo que facilita el transporte de los fluidos desde el Yacimiento hasta el Pozo;

- V. **Aguas de Primer Uso:** Aguas Nacionales provenientes de distintas fuentes naturales y de almacenamientos artificiales que no han sido objeto de uso previo alguno;
- VI. **Agua Producida:** Agua que se extrae como un subproducto asociado a la producción de Hidrocarburos, que fluye desde los yacimientos hasta la superficie a través de los Pozos productores, y que se obtiene en proporciones variables a lo largo de la vida productiva de los pozos. No incluye los Fluidos de Retorno;
- VII. **Áreas Ambientalmente Sensibles:** Zonas que cuentan con una declaratoria de Áreas Naturales Protegidas, incluyendo las de carácter Federal, Estatal o Municipal, o que sustentan ecosistemas cuya estructura y función les caracteriza por su fragilidad, por la alta calidad de los servicios ambientales que ofrecen, por presentar vegetación primaria o especies sujetas a protección, tales como manglares, arrecifes coralinos, bosque de niebla, humedales, entre otros, identificados en la Evaluación de Impacto Ambiental;
- VIII. **Barrera:** Medio establecido para evitar o mitigar eventos no deseados o Accidentes, a través de medios físicos o procedimientos para dirigir la energía a canales deseados y controlar su liberación indeseable. En el contexto de Pozos, serán los elementos que previenen el flujo no planificado de fluidos o gases de la formación a la superficie o a otra formación;
- IX. **Campo:** Área consistente en uno o varios Yacimientos, agrupados o relacionados conforme a determinados aspectos geológicos, estructurales y condiciones estratigráficas;
- X. **Cierre:** Etapa del ciclo de vida de un Proyecto del Sector Hidrocarburos en la cual una Instalación deja de operar de manera temporal o definitiva, en condiciones seguras y libre de Hidrocarburos, petrolíferos o cualquier producto resultado o inherente al proceso;
- XI. **Comisión:** Comisión Nacional de Hidrocarburos;
- XII. **Conjunto de Preventores:** Sistema de válvulas y elementos de corte y sello total del Pozo, operadas generalmente en forma remota a través de accionadores hidráulicos, conformadas por elementos sellantes de los espacios anulares, que se conectan directamente al cabezal del Pozo y se utilizan para evitar el flujo descontrolado de fluidos del Pozo hacia la superficie y prevenir un reventón (*BOP, Blowout Preventer*, por sus siglas en inglés);
- XIII. **CRIT:** Acrónimo de clasificación de las características de una sustancia o material a identificar de Corrosividad, Reactividad, Inflamabilidad y Toxicidad;
- XIV. **Desmantelamiento:** Actividad en la que se realiza la remoción total o parcial, el desarmado y desmontaje en el sitio o la reutilización y disposición segura de equipos y accesorios de una Instalación;
- XV. **Destrucción Controlada:** Quema o incineración de Gas Natural, incluyendo el proveniente de las actividades de Exploración y Extracción, que no puede ser conservado o aprovechado, por razones técnicas o económicas;
- XVI. **Dictamen Técnico:** Documento que emite un Tercero Autorizado, en el cual se establece el resultado de la verificación del cumplimiento de los requisitos establecidos en un patrón (documento regulatorio, código, estándar, diseño establecido o práctica nacional o internacional);
- XVII. **Disparo:** Acción de detonar una carga explosiva dentro de un Pozo, a una profundidad preestablecida, con la finalidad de comunicar al Yacimiento con el Pozo;
- XVIII. **Emisiones de Metano:** Es la liberación intencional o no intencional de gas metano a la atmósfera como resultado de inlfujos de gas controlados y no controlados, que puede ocurrir durante la Exploración, la Extracción, la separación, Almacenamiento, Transporte y procesos de transformación industrial de los Hidrocarburos;
- XIX. **Estimulación:** Tratamiento realizado para inducir, restaurar o mejorar la productividad de un Yacimiento;
- XX. **Estudio de Geotecnia:** Estudio para obtener las características físicas y mecánicas del suelo con objeto de diseñar el asentamiento y la instalación de la infraestructura;
- XXI. **Evaluación Técnica:** Proceso por medio del cual un Tercero Autorizado efectúa un análisis técnico comparativo de uno o más requisitos contra un patrón (dimensiones, propósitos, materiales, resultados, límites, alcances), del que se deriva un informe de evaluación;
- XXII. **Fluido de Retorno:** Líquidos, sólidos y gases expulsados después del Fracturamiento Hidráulico que se realizó en el Pozo. Estos fluidos viajan desde la formación, pasando a través del Pozo, hasta la superficie. También se presenta el retorno de la mezcla de fluidos y sólidos inyectados durante la operación antes mencionada, los sólidos, fluidos de Hidrocarburos y agua intersticial provenientes de la formación;

- XXIII. Fluido Fracturante:** Sustancia utilizada durante el proceso de Fracturamiento Hidráulico, diseñada especialmente para abrir y propagar la fractura, así como transportar el Agente Apuntalante desde la superficie hasta la formación productora;
- XXIV. Fracturamiento Hidráulico:** Operación enfocada al incremento de la productividad o inyectividad de los Pozos a través de una fractura apuntalada conductiva que facilita el flujo de fluidos de la formación productora al Pozo o viceversa;
- XXV. Incidente:** Evento o combinación de eventos inesperados no deseados que alteran el funcionamiento normal de las Instalaciones, del proceso o de la industria; acompañado o no de afectación al ambiente, a las Instalaciones, a la Población y/o al personal del Regulado, así como al personal de contratistas, subcontratistas, proveedores y prestadores de servicios;
- XXVI. Infraestructura:** Conjunto de Instalaciones, estructuras, maquinaria, equipo, tuberías, entre otros, necesarios para llevar a cabo los procesos operativos, para las actividades de Exploración y Extracción;
- XXVII. Integridad Mecánica:** Situación o estado mecánico de las Instalaciones y de los sistemas que en su conjunto contribuyen a la funcionalidad óptima de la Infraestructura y sus partes mediante la aplicación sistemática de directrices generales, para asegurar que los equipos o sistemas se encuentran en condiciones de operación, de acuerdo a las especificaciones del fabricante y de conformidad con la demanda de cada proceso, a fin de prevenir fallas, Accidentes o potenciales Riesgos a personas, Instalaciones y al medio ambiente;
- XXVIII. Ley:** Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos;
- XXIX. Línea de Descarga:** Sistema de tuberías con diferentes componentes tales como: válvulas, bridas, accesorios, dispositivos de seguridad o alivio, entre otros, por medio del cual se transportan los Hidrocarburos y sus derivados del Pozo a las estaciones de Recolección;
- XXX. Operaciones Simultáneas:** Dos o más operaciones independientes tales como Perforación, reparación, operaciones con cable, construcción de instalaciones, pruebas de Pozos, mantenimiento, movimiento de equipos y materiales, etc., bajo control operacional común en el cual las actividades de una operación pueden afectar la seguridad del personal, equipo y/o medio ambiente;
- XXXI. Peor Escenario:** Escenario derivado del Análisis de Riesgos, el cual corresponde al mayor volumen estimado del material, energía o sustancia peligrosa producto de una liberación accidental, y el cual pudiese resultar en afectación a las personas, a la población, al medio ambiente o a las Instalaciones;
- XXXII. Perforación:** Es el conjunto de actividades para realizar y mantener la horadación que comunica al Yacimiento con la superficie, mediante herramientas diseñadas para la prospección o Extracción de Hidrocarburos. La Perforación comprende desde su diseño, construcción del Pozo, Terminación y seguimiento de su Integridad, hasta su Abandono;
- XXXIII. Pozo:** Es la construcción efectuada en el subsuelo para comunicar la superficie con el Yacimiento con el objeto de realizar actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos;
- XXXIV. Pozo de Alivio:** Pozo que se perfora con la finalidad de controlar el flujo de fluidos o aliviar presión del Yacimiento en un Pozo descontrolado;
- XXXV. Pozo de Avanzada:** Pozo Exploratorio que se perfora a partir de los límites conocidos del Campo, usando información adicional o nueva de estudios geológicos, geofísicos, integrales o de Pozos perforados dentro del área productora, cuyo objetivo es conocer la extensión y continuidad del Yacimiento;
- XXXVI. Pozos de Alta Presión/Alta Temperatura:** Pozos con una presión de fondo mayor a 69 MPa o con una temperatura de fondo mayor a 150 °C (*HPHT, High Pressure High Temperature*, por sus siglas en inglés);
- XXXVII. Pozo de Disposición:** Pozo conectado a una formación receptora que se construye o se habilita para la inyección de fluidos o residuos, y al que se le aplica un protocolo estricto de seguimiento de Integridad Mecánica y comportamiento de admisión. Incluye a los utilizados para la inyección de los Fluidos de Retorno y/o Agua Producida;

- XXXVIII. Pozo Exploratorio:** Pozo cuyo objetivo es conocer la columna estratigráfica, confirmar la existencia de un sistema petrolero y, en su caso, localizar y delimitar un posible Yacimiento. En esta categoría se encuentran los Pozos de sondeo estratigráfico, los Pozos exploratorios en estricto sentido, los Pozos delimitadores y los Pozos de Avanzada;
- XXXIX. Prueba de Producción:** Conjunto de actividades realizadas durante las actividades de Exploración o Extracción, a fin de evaluar una zona de interés para determinar la capacidad productiva, presión inicial de la formación, permeabilidad o extensión de un Yacimiento;
- XL. Tan Bajo Como Sea Razonablemente Factible:** Para que un riesgo sea considerado ALARP debe ser posible demostrar que el costo de continuar reduciendo ese riesgo es mayor en comparación con el beneficio económico que se obtendría (*ALARP, As Low As Reasonably Practicable*, por sus siglas en inglés);
- XLI. Taponamiento:** Intervención que se le realiza al Pozo para su Cierre temporal o definitivo y aislamiento de las formaciones atravesadas, con el objetivo de impedir la comunicación de la zona productora del Yacimiento con la superficie y evitar invasiones o flujo de fluidos del Yacimiento en la boca del Pozo;
- XLII. Terminación:** Operaciones posteriores a la Perforación y que siguen a la cementación de la tubería de revestimiento de producción, la introducción del aparejo de producción, la Estimulación del Pozo y la evaluación de la formación, con el fin de dejar el Pozo produciendo Hidrocarburos o, en su caso, taponado;
- XLIII. Tuberías de Revestimiento:** Tubos de acero de diferentes diámetros, pesos y especificaciones que se introducen en el agujero perforado y que son cementados anularmente para aislar las formaciones atravesadas, prevenir la inestabilidad del agujero y establecer la hermeticidad del Pozo;
- XLIV. Yacimiento:** Acumulación natural de Hidrocarburos en rocas del subsuelo, las cuales tienen características físicas para almacenarlos y permitir su flujo bajo ciertas condiciones, y
- XLV. Yacimiento No Convencional:** Acumulación natural de Hidrocarburos en rocas generadoras o en rocas almacén compactas, en la que para la Extracción de los mismos, el sistema roca-fluido requiere ser estimulado o sometido a procesos de recuperación mejorada.
- Los Yacimientos No Convencionales comprenden aquellos de: aceite en lutitas, aceite en rocas compactas, aceite en arenas de baja permeabilidad, aceites pesados y extra pesados, aceite en arenas bituminosas, gas en lutitas, gas en rocas compactas, gas en arenas de baja permeabilidad, hidratos de metano y gas en vetas de carbón, entre otros.

Artículo 3. La información que los Regulados presenten a la Agencia en razón de los presentes lineamientos, será considerada como información pública, salvo los supuestos previstos por la legislación en materia de transparencia, acceso a la información pública y datos personales. Toda reserva o clasificación seguirá los procedimientos previstos en dicha normatividad.

Artículo 4. Las presentes disposiciones se emiten y serán aplicadas bajo el principio y el entendido de que, en materia de protección al medio ambiente, a los Regulados que realicen actividades del Sector Hidrocarburos corresponde la responsabilidad directa y objetiva derivada del riesgo creado por las obras o actividades que desarrollen y, en consecuencia, responderán ante la Agencia por las acciones necesarias para evitar y prevenir daños ambientales derivados de esos riesgos, así como de contenerlos, caracterizarlos y remediarlos con oportunidad bajo sus propios procesos y en cumplimiento de las medidas correctivas que sean aplicables, de acuerdo con la legislación y normatividad vigente en el ámbito administrativo competencia de la Agencia.

Lo anterior, con total independencia de cualquier otro reclamo por daños o responsabilidades civiles, administrativas o penales, que sean exigibles en términos de la legislación y los procedimientos que sean aplicables en cada caso.

Artículo 5. Corresponde a la Agencia la aplicación y la interpretación para efectos administrativos de los presentes lineamientos.

Artículo 6. Los Regulados deberán observar las mejores prácticas para las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales. Para tal efecto, será obligatorio para los Regulados la observancia de los estándares incluidos en el Anexo I de los presentes lineamientos.

Los Regulados podrán utilizar prácticas operativas o estándares equivalentes o superiores a los mencionados en el Anexo I, siempre y cuando se incluya, en el Dictamen Técnico emitido por un Tercero Autorizado sobre la ingeniería de detalle de un Proyecto nuevo o modificado de Exploración o Extracción, una evaluación comparativa que demuestre que las prácticas operativas y estándares propuestos son equivalentes o superiores a los incluidos en el Anexo I.

CAPÍTULO II**DE LOS PRINCIPIOS GENERALES DE SEGURIDAD INDUSTRIAL, SEGURIDAD OPERATIVA Y PROTECCIÓN AL MEDIO AMBIENTE**

Artículo 7. Los Regulados deberán llevar a cabo las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales, conforme a los siguientes principios:

- I. Los Riesgos deberán ser minimizados a un nivel que sea Tan Bajo Como Sea Razonablemente Factible. Los mecanismos relacionados con la reducción de Riesgos e impactos ambientales, y respuesta a Emergencias deberán seguir el siguiente orden de prioridad:
 - a) Integridad física de las personas;
 - b) Protección al medio ambiente, y
 - c) Protección de las Instalaciones.
- II. La adopción de medidas o Barreras de control técnicas, operativas y/u organizacionales, asociadas a la fracción anterior, se deberá realizar hasta que se alcance un punto en el que el beneficio marginal de la adopción de medidas o Barreras adicionales sea superado por otras cuestiones, tales como el costo o grado de dificultad en la implementación;
- III. Las Barreras deberán establecerse de conformidad con la normatividad aplicable;
- IV. Las medidas de reducción de Riesgos deberán mantenerse bajo revisión periódica, conforme a los desarrollos tecnológicos y del conocimiento especializado a fin de mantenerlas actualizadas;
- V. Se deberán tomar las medidas necesarias, en caso de Emergencias, para proteger la vida de las personas, el medio ambiente y las Instalaciones, y
- VI. Se deberá fomentar una cultura de protección de las personas que incorpore esta premisa en todas las áreas de actividad y fases del Proyecto: diseño, construcción, pre-arranque, operación, mantenimiento, Cierre, Desmantelamiento y Abandono.

Artículo 8. En relación con la Integridad Mecánica de los equipos e Instalaciones, los Regulados deberán cumplir con los siguientes principios:

- I. Los equipos e Instalaciones deberán ser estructural y mecánicamente adecuados, de conformidad con las mejores prácticas, y mantenerse operando en los tiempos y condiciones operativas especificados por el fabricante de acuerdo con los procesos para los cuales fueron diseñados, protegiendo a las personas, al medio ambiente y a las Instalaciones, y
- II. Los equipos e Instalaciones deberán ser administrados de tal manera que contengan procesos continuos de evaluación aplicables a través del diseño, construcción, instalación, pruebas, pre-arranque, operación, mantenimiento y Desmantelamiento, a efecto de que las personas, los sistemas, los procesos y los recursos que proveen la integridad de los equipos e Instalaciones se encuentren presentes, en uso y funcionando cuando sean requeridos durante el ciclo de vida de la Instalación.

Artículo 9. La cultura de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente, deberá fomentarse por los Regulados, tomando en cuenta los siguientes principios:

- I. Contemplar todos los aspectos de las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos;
- II. Estar reflejada en la política que forme parte del Sistema de Administración autorizado por la Agencia;
- III. Alcanzarse a través de la mejora continua, con la finalidad de reducir Riesgos, proteger la vida, el medio ambiente y las Instalaciones;
- IV. Enfatizar la necesidad de fomentar en el personal, la empresa y en los objetivos de la misma, una cultura de administración del Riesgo operativo basado en la prevención, así como la protección de las personas y al medio ambiente;
- V. Promover las siguientes características organizacionales:
 - a) La adopción de la protección de las personas como un valor fundamental;
 - b) Proveer un liderazgo sólido;
 - c) Establecer y aplicar altos estándares de desempeño;
 - d) Mantener un sentido de vulnerabilidad;

- e) Fortalecer mediante la capacitación y el entrenamiento continuo, las capacidades y habilidades de quienes operan y mantienen los procesos operativos;
- f) Establecer organizacionalmente un ambiente de cuestionamiento y aprendizaje basado en el comportamiento seguro de los procesos;
- g) Fomentar la confianza mutua entre los diferentes niveles de la organización, y
- h) Proveer respuesta oportuna a las cuestiones y preocupaciones de la protección de las personas.

Los Regulados deberán implementar lo previsto en el presente capítulo de acuerdo con la normatividad que emita la Agencia en la materia.

CAPÍTULO III

DE LA IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS Y ANÁLISIS DE RIESGOS

Artículo 10. Los Regulados deberán realizar el Análisis de Riesgos para las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos de acuerdo a lo establecido en las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y de Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos que se indican y la demás normatividad aplicable que para tal efecto emita la Agencia.

Al realizar la identificación de Peligros de las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales, los Regulados podrán basarse en una variedad de técnicas de identificación de Peligros, incluyendo entre otras:

- I. HAZID.- una técnica de identificación de todos los Peligros significativos asociados a una actividad en particular (por sus siglas en inglés *Hazard Identification*);
- II. PHA – análisis preliminar de Peligros (por sus siglas en inglés *Preliminary Hazard Analysis*);
- III. JHA – análisis de Peligros de trabajo (por sus siglas en inglés *Job Hazard Analysis*);
- IV. FTA – análisis de árbol de fallas (por sus siglas en inglés *Fault Tree Analysis*);
- V. ETA – análisis de árbol de eventos (por sus siglas en inglés *Event Tree Analysis*);
- VI. HAZOP – análisis de Peligros y operatividad (por sus siglas en inglés *Hazard And Operability Analysis*);
- VII. FMEA – análisis modal de fallas y efectos (por sus siglas en inglés *Failure Modes and Effects Analysis*);
- VIII. PEM – modelización de efectos físicos (por sus siglas en inglés *Physical Effects Modelling*);
- IX. EERA – análisis de escape, evacuación y rescate (por sus siglas en inglés *Escape, Evacuation and Rescue Analysis*), o
- X. ENVID – identificación de impacto ambiental (por sus siglas en inglés, *Environmental Impact Identification*).

Artículo 11. La identificación de Peligros que realicen los Regulados deberá, por lo menos, incluir lo siguiente:

- I. Las etapas de diseño, construcción, pre-arranque, operación, Cierre, Desmantelamiento y Abandono del Proyecto;
- II. Condiciones de operación rutinarias y no rutinarias, incluyendo paros, mantenimiento y arranque;
- III. Situaciones de Emergencia, Incidentes y Accidentes, incluyendo:
 - a) Fallas de contención de productos y materiales en las Instalaciones;
 - b) Fallas estructurales en las Instalaciones;
 - c) Eventos climáticos, geofísicos y otros eventos naturales;
 - d) Actos de sabotaje, vandalismo y cualquier otro acto que afecte la seguridad de las personas, el medio ambiente y las instalaciones, y
 - e) Factores humanos.
- IV. Peligros asociados con actividades realizadas con anterioridad.

Artículo 12. Los Regulados deberán realizar la identificación de Peligros asociados a las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales, incluyendo, por lo menos, los siguientes aspectos:

- I. Ruido;
- II. Manejo de materiales y residuos peligrosos;
- III. Impactos ambientales;
- IV. Estabilidad de equipo de perforación;
- V. Maquinaria rotante y móvil;
- VI. Manejo manual de los tubos de Perforación, barrenas y otro equipo pesado;
- VII. Fluidos en contenedores de presión;
- VIII. Caída de objetos;
- IX. Exposición al polvo, lodo, aerosoles y gases (gas sulfhídrico y dióxido de carbono);
- X. Emisiones de Metano;
- XI. Trabajos en altura;
- XII. Pozos con cargas de Disparo sin detonar;
- XIII. Explosión o fuego;
- XIV. Choques/Colisiones;
- XV. Espacios confinados, y
- XVI. Instalaciones Eléctricas.

Artículo 13. Al evaluar los Riesgos, los Regulados deberán calcular tanto la probabilidad o frecuencia de la ocurrencia, como la severidad de las consecuencias derivadas del evento de Riesgo para las personas, el medio ambiente y las Instalaciones de conformidad con lo siguiente:

- I. Los Regulados deberán apoyarse en criterios para la evaluación del Riesgo que:
 - a) Reflejen las mejores prácticas contenidas en estándares nacionales o internacionales;
 - b) Sean adecuados para tal fin;
 - c) Sean fáciles de comunicar a las personas involucradas en las actividades de Exploración y Extracción, y neutrales respecto del concepto favorecido o solución propuesta;
 - d) Estén fijados a un nivel tal que refleje los objetivos estratégicos u organizacionales del Regulado, y
 - e) Considere condiciones locales tales como la ubicación geográfica, condiciones ambientales, políticas, conflictos de los diferentes sectores productivos que coinciden en una misma área y las restricciones económicas para reflejar distintas aproximaciones al manejo de riesgos.
- II. Los Regulados podrán basarse en un método de evaluación cuantitativa y/o cualitativa de Riesgos. En caso de la evaluación cualitativa podrán usar una matriz de riesgos para comparar las opciones y el valor de las medidas de reducción de Riesgos.
- III. Los Regulados deberán realizar una evaluación del nivel de integridad de protección de conformidad con el estándar IEC 61511, o un estándar equivalente o superior, en los casos en los que los sistemas basados en instrumentos sean el único nivel secundario de protección de las personas.
- IV. La evaluación de Riesgos deberá:
 - a) Incluir el impacto de los procesos que realizan los contratistas, subcontratistas, prestadores de servicio y proveedores;
 - b) Hacer frente a los efectos y Riesgos que surjan tanto de factores humanos como de equipos;
 - c) Requerir la participación del personal directamente involucrado con el área o Instalación en donde se genera el Riesgo, y
 - d) Ser realizada por personal calificado y competente.

- V. Los Regulados deberán realizar una evaluación de los efectos y/o Impactos ambientales significativos o relevantes, acumulativos, sinérgicos y residuales. Esta evaluación deberá incluir:
- a) La emisión controlada y no controlada de materia y energía al suelo, el agua y la atmósfera;
 - b) Las Emisiones de Metano derivadas de sus operaciones y procesos;
 - c) La generación de residuos;
 - d) El uso del suelo, agua, combustible, energía y otros recursos naturales;
 - e) El ruido, el olor, el polvo y la vibración, y
 - f) Los efectos en el medio ambiente.

Artículo 14. Los Regulados deberán conservar la información documental y presentarla cuando le sea requerida por la Agencia, de los impactos ambientales y Riesgos de Seguridad Industrial y Operativa de los siguientes elementos de las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales:

- I. El transporte de equipos, materiales y personas, así como la implementación de sus medidas de prevención y mitigación de los impactos y Riesgos identificados, dentro del Área de Asignación o el Área Contractual, en cumplimiento a la normatividad aplicable y el Sistema de Administración autorizado, y las autorizaciones en materia de Impacto Ambiental que correspondan;
- II. Para los casos en que los Regulados requieran realizar Operaciones Simultáneas en una misma zona de influencia, y
- III. Para el Peor Escenario posible para las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales, que incluya descontrol de Pozo, fuga y derrame de Hidrocarburos, incendio o explosión en las Instalaciones.

Artículo 15. Los Regulados deberán realizar la identificación de Peligros asociados a las actividades de Recolección y movilización de Hidrocarburos, incluyendo particularmente los que surjan de:

- I. Sobrepresión;
- II. Baja presión;
- III. Rebosamiento o bajo nivel de líquidos;
- IV. Pérdida de contención debida a fallas del equipo;
- V. Emisiones de Metano;
- VI. Incendio, y
- VII. Escape de gases de alta toxicidad (gas sulfhídrico).

Artículo 16. Los Regulados deberán conservar la información documental de la elaboración del Análisis de Riesgos y presentarla cuando le sea requerida por la Agencia para las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales, incluyendo al menos los siguientes elementos:

- I. Informe Geológico. Informe para evaluar:
 - a) Actividad sísmica en la ubicación planteada, y
 - b) Zonas de fallas geológicas.
- II. Estudios de Geotecnia:
 - a) Efectos potenciales de hundimiento, y
 - b) Inestabilidades del terreno.
- III. Investigación general del sitio. Misma que deberá incluir información sobre objetos artificiales tales como:
 - a) Cabezales de Pozos abandonados;
 - b) Ductos;
 - c) Líneas eléctricas;
 - d) Infraestructura no relacionada con Hidrocarburos, y
 - e) Desechos varios.

- IV.** Análisis de Riesgos de proceso. Incluyendo, por lo menos, lo siguiente:
- a)** Objetivo del estudio;
 - b)** Alcance;
 - c)** Descripción del Pozo;
 - d)** Fase de ingeniería del Análisis de Riesgo de procesos;
 - e)** Fase de análisis preliminar de Peligros;
 - f)** Determinación de amenazas;
 - g)** Identificación de salvaguardas;
 - h)** Fase de Análisis de Riesgos;
 - i)** Fase de evaluación de Riesgos;
 - j)** Estimación del Peor Escenario;
 - k)** Configuración del horizonte estructural de las primeras capas del subsuelo y las zonas anómalas;
 - l)** Condiciones climatológicas preponderantes;
 - m)** Asentamientos humanos que pudieran ser afectados;
 - n)** Áreas Ambientalmente Sensibles que pudieran ser afectadas;
 - o)** Relación de la Infraestructura existente en el área;
 - p)** Identificación de medidas de reducción de Riesgo, y
 - q)** Reposicionamiento de los escenarios de Riesgo posterior a la aplicación de las medidas de mitigación.
- Asimismo, deberá conservarse la información de los escenarios de Riesgo considerados que incluya al menos lo siguiente:
- a)** Estimación del volumen total derramado y fugado por día;
 - b)** Composición del fluido;
 - c)** Estimación del volumen total derramado y fugado durante el tiempo que dure el evento;
 - d)** Simulación de derrame o fuga;
 - e)** Plan detallado de contención (mencionando el equipo a utilizar y la duración máxima del evento), e
 - f)** Impacto a las personas, medio ambiente e Instalaciones.
- V.** Análisis de Peligros de Perforación. Identificación de los Peligros en aquellos casos en que se esperen condiciones especiales o que sobrepasen su rango de condiciones normales incluyendo sin ser limitativo, Pozos de Alta Presión/Alta Temperatura, condiciones extremas del medio ambiente, alto contenido de ácido sulfhídrico (H_2S). La identificación de Peligros de Perforación deberá abarcar por lo menos lo siguiente:
- a)** Programa de Perforación;
 - b)** Procedimiento de control de Pozos;
 - c)** Sistema de lodo;
 - d)** Materiales peligrosos (químicos, explosivos, radioactivos, tóxicos de los depósitos, etc.);
 - e)** Prueba de Producción;
 - f)** Trabajo con herramientas a cable o tubería flexible;
 - g)** Potencial de las acumulaciones imprevistas de metano en el subsuelo que puedan afectar los trabajos de Perforación, y
 - h)** Flujo descontrolado de petróleo o gas evaluando posibles efectos sobre trabajadores, medio ambiente, población e instalaciones.

Artículo 17. Los Regulados deberán presentar a la Agencia en el Aviso de Inicio de Actividades, cuarenta y cinco días hábiles previo al inicio de cualquier actividad, el Análisis de Riesgo de la etapa de ingeniería de detalle que incluya aquellos Riesgos propios del Proyecto y los generados por las actividades realizadas por contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores del Regulado.

CAPÍTULO IV

DE LA ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS E IMPACTOS

Artículo 18. Los Regulados deberán establecer procedimientos para seleccionar, evaluar e implementar medidas de reducción de Riesgos e impactos, tales como medidas preventivas basadas en el uso de diseños más seguros para las personas, el medio ambiente y las instalaciones, así como para el aseguramiento de la integridad de las Instalaciones. Adicionalmente, deberán prever medidas aplicables en caso de Incidentes o Accidentes, basadas en la evaluación del Riesgo, y deberán ser desarrolladas tomando en cuenta posibles fallas de las medidas de control y mitigación. La jerarquía de las medidas de reducción de Riesgos e impactos deberá ser la siguiente:

- I. Prevención;
- II. Detección;
- III. Control;
- IV. Mitigación, y
- V. Respuesta a Emergencias.

Artículo 19. Los Regulados deberán adoptar una política de reducción de Riesgos e impactos, estableciendo las medidas que tengan el mayor efecto en la reducción de Riesgo conforme al principio de Tan Bajo Como Sea Razonablemente Factible. Las evaluaciones sucesivas de las medidas de reducción de Riesgos e impactos deberán ser emprendidas hasta que se alcance un punto en el que todos los criterios de selección hayan sido satisfechos y ya no sea razonable implementar medidas adicionales de reducción de Riesgo.

La evaluación de las medidas de reducción de Riesgos e impactos siempre deberá estar basada en principios de ingeniería; al efecto, los siguientes aspectos deberán ser observados:

- I. Condiciones y circunstancias locales;
- II. Estado del conocimiento científico y técnico relacionado con una situación particular, y
- III. Estimado de costos y beneficios.

Artículo 20. Para la reducción de Riesgos e impactos relacionados con la Perforación y Terminación de Pozos, los Regulados deberán observar lo siguiente:

- I. Adecuada selección de los sitios donde se ubicarán los pozos;
- II. Programa de Perforación y revestimiento optimizado;
- III. Sistemas optimizados de manejo de las tuberías de revestimiento y de las actividades relacionadas con la Perforación;
- IV. Reducción del uso de materiales peligrosos;
- V. Reducción de Operaciones Simultáneas;
- VI. Equipos o sistemas optimizados de control de Pozos;
- VII. Sistemas de Terminación optimizados para reducir los Riesgos e impactos durante la Terminación y las etapas de trabajo;
- VIII. Contar con procedimientos y equipos necesarios para la detección, reducción y eliminación de Emisiones de Metano;
- IX. Personal que cuente con una capacitación y entrenamiento idóneo previo a la realización de las operaciones;
- X. Planes actualizados de contingencia de derrames o fugas de fluidos provenientes del pozo y/o equipos de recuperación de Petróleo, y
- XI. Recalendarización de actividades de Perforación o Terminación por condiciones climatológicas severas.

La estrategia para la administración de Riesgos e impactos deberá ser consistente con la etapa del Proyecto. El nivel de detalle en la estrategia deberá reflejar la escala y la fase del ciclo de vida de la Instalación en el que el proceso de administración de Riesgo se esté implementando.

Los Regulados deberán desarrollar un método enfocado a las especificaciones de los requerimientos funcionales, dando mayor atención a la definición y monitoreo de sistemas y procedimientos fundamentales y de Equipo Crítico que a otros elementos.

Artículo 21. Previo al inicio de operación de cualquiera de los equipos e Instalaciones que se utilicen en las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales, los Regulados deberán efectuar la revisión de seguridad de pre-arranque, de acuerdo a lo establecido en su Sistema de Administración autorizado por la Agencia y cumplir con las observaciones y recomendaciones que se deriven de la revisión.

Artículo 22. Los Regulados deberán monitorear y registrar en una bitácora los Eventos que no hayan causado afectaciones a la población, a los trabajadores, al medio ambiente o las Instalaciones, en los que se vea involucrado su personal y/o el de sus contratistas, relacionados con los servicios realizados por los mismos, en todas las etapas de instalación, operación y Desmantelamiento, y presentarla cuando la Agencia lo requiera.

CAPÍTULO V

DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS

Artículo 23. De acuerdo a los tiempos establecidos en el Programa de Implementación del Sistema de Administración, y que forma parte de la Autorización de su Sistema de Administración, los Regulados deberán presentar a la Agencia, cuarenta y cinco días hábiles previo al inicio de cualquier actividad, el Dictamen Técnico emitido por un Tercero Autorizado en el que conste que la ingeniería de detalle de un Proyecto nuevo o modificado de Exploración o Extracción, es acorde con la normatividad aplicable y las mejores prácticas. Adicionalmente, para el caso de diseño de Pozos, los Regulados deberán presentar copia simple de la autorización de Perforación emitida por la Comisión.

Para actividades de Perforación de Pozos, el Dictamen Técnico al que se refiere el párrafo anterior deberá contener la verificación de que el Diseño de Pozos y el Programa de Perforación presentados por el Regulado a la Comisión, guarden consistencia con la normatividad en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente establecida por la Agencia. El Dictamen Técnico deberá presentarse como parte del Aviso de Inicio de Actividades.

En el caso que los Regulados utilicen prácticas operativas o estándares equivalentes o superiores a los mencionados en el Anexo I de los presentes lineamientos, deberán incluir en el Aviso de Inicio de Actividades, una evaluación comparativa de las prácticas operativas y estándares propuestos contra los obligatorios, y la documentación de soporte correspondiente que demuestre su equivalencia o superioridad.

Artículo 24. El Aviso de Inicio de Actividades deberá incluir el listado de aditivos a emplear para la formulación de los Fluidos Fracturantes en el Fracturamiento Hidráulico del Yacimiento, incluyendo sus hojas de datos de seguridad de acuerdo a la normatividad vigente y su porcentaje en peso en el Fluido Fracturante. El listado deberá mantenerse actualizado y deberá presentarse una sola vez cuando se utilicen los mismos aditivos en la formulación del Fluido Fracturante para los distintos Pozos a perforar o terminar.

Adicionalmente se deberá incluir el volumen total a utilizar del Fluido Fracturante.

Artículo 25. Los Regulados deberán documentar y presentar a la Agencia, en el Aviso de Inicio de Actividades, la documentación sobre el diseño de los equipos de seguridad y de prevención de contaminación.

SECCIÓN I: DE LA SELECCIÓN DEL SITIO

Artículo 26. La Perforación de los Pozos, localizaciones y vías de acceso deberá realizarse con la menor afectación del área superficial, de preferencia aprovechando la Infraestructura y cuadros de maniobras pre-existentes, siempre y cuando sea técnicamente factible y se cumplan las condiciones de Seguridad Industrial y Seguridad Operativa necesarias, tomando en cuenta los resultados del Análisis de Riesgos desarrollado para la autorización de su Sistema de Administración. Se deberá construir el mayor número de Pozos técnicamente posible dentro de la misma localización.

Artículo 27. En la selección del sitio de Perforación, los Regulados no deberán afectar Áreas Ambientalmente Sensibles, corrientes perennes y cuerpos de agua, así como los núcleos de población cercanos, tomando como base los resultados del Análisis de Riesgos desarrollado para la autorización de su Sistema de Administración.

Artículo 28. No se podrán construir ni habilitar presas de terracería para el almacenamiento, tratamiento o disposición de fluidos o recortes de Perforación, debiéndose utilizar en todos los casos contenedores portátiles cerrados que garanticen la contención de los fluidos o residuos, instalando Barreras físicas que permitan contener posibles fugas o derrames e impidan la contaminación del suelo, de la zona no saturada, de cuerpos de agua superficiales y de Acuíferos.

SECCIÓN II: MOVIMIENTO E INSTALACIÓN DE EQUIPOS

Artículo 29. Los Regulados deberán llevar a cabo la planeación para determinar los medios para trasladar el equipo de Perforación. La movilización e instalación de equipos deberá cumplir con los mecanismos establecidos en el Sistema de Administración autorizado por la Agencia. El plan de traslado del equipo de Perforación deberá contener, por lo menos, lo siguiente:

- I. Un análisis de ruta donde considere las posibles afectaciones a los equipos y las dificultades en el transporte sin importar que sean físicas o naturales de acuerdo al entorno donde se realice la operación;
- II. Evitar los traslados bajo condiciones climatológicas adversas y cuando la visibilidad se reduzca a menos de cien metros, y
- III. Administrar el movimiento de unidades en las áreas donde desarrollarán las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, para reducir los impactos ambientales tales como el ruido, la vibración, generación de polvo y/o movimiento vehicular.

SECCIÓN III: DISEÑO, CONSTRUCCIÓN, PRE-ARRANQUE Y MANTENIMIENTO DE LAS INSTALACIONES

Artículo 30. Los Regulados deberán mantener la Integridad Mecánica de las Instalaciones empleadas de acuerdo a los mecanismos establecidos en el Sistema de Administración autorizado por la Agencia.

Artículo 31. Los Regulados deberán verificar la Integridad Mecánica de sus Instalaciones, en las etapas de construcción, pre-arranque, operación, mantenimiento, Cierre y Abandono utilizadas para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales.

Artículo 32. Los Regulados deberán incluir en el diseño, construcción y modificación de las Instalaciones todas las condiciones y variables operativas, de acuerdo con las mejores prácticas y con lo establecido en su Sistema de Administración autorizado por la Agencia.

Se deberán instalar y operar los equipos e Instalaciones conforme a los parámetros de diseño, las especificaciones y recomendaciones del fabricante, las recomendaciones derivadas del Análisis de Riesgos y lo establecido en el Sistema de Administración autorizado por la Agencia.

Artículo 33. Los Regulados deberán emplear Instalaciones diseñadas para soportar las condiciones operativas y climatológicas específicas de la zona, incluyendo al menos los elementos siguientes:

- I. Operación de los equipos de acuerdo a lo descrito en las fichas técnicas, y
- II. Programa de mantenimiento preventivo de las Instalaciones.

Artículo 34. Los Regulados deberán conservar la información documental del diseño y la tecnología de proceso de las Instalaciones, y presentarla cuando sea requerida por la Agencia.

Artículo 35. Los Regulados deberán implementar y mantener un sistema de monitoreo que les permita contar con la información sobre las operaciones de Perforación, Terminación, Prueba de Producción, mantenimiento, Taponamiento y Abandono de Pozos. El sistema deberá permitir, sin ser limitativo, el monitoreo de información sobre lo siguiente:

- I. Parámetros de operación de los equipos;
- II. Alertas y alarmas de parámetros fuera de rango y estados de Emergencias que se activen en los equipos, y
- III. Registro histórico de las condiciones operativas y alarmas registradas.

Asimismo, los Regulados deberán contar con un sistema secundario para la transferencia de información con la finalidad de no perder comunicación sobre las operaciones que se estén desarrollando en las Instalaciones.

Artículo 36. Los Regulados deberán implementar un mecanismo de documentación en el cual las decisiones tomadas en las operaciones no programadas se registren en una bitácora por el personal responsable.

Los Regulados deberán conservar un registro histórico de las decisiones tomadas en las operaciones no programadas, para cuando le sea requerido por la Agencia.

Artículo 37. Todas las Instalaciones de Extracción incluyendo, sin ser limitativos, el árbol de válvulas, la bajante, el cabezal de prueba, los separadores bifásicos o trifásicos, los compresores, las líneas de descarga o ductos, módulos de quema, tanques de primera y segunda etapa de separación, bombas y módulos de inyección de gas, deberán diseñarse, instalarse y mantenerse de manera tal que se procure la Seguridad Industrial, la Seguridad Operativa y la protección al medio ambiente.

Artículo 38. Los Regulados no operarán las Instalaciones de Extracción en tanto no establezcan límites seguros de operación y condiciones estables de operación en sus procedimientos, y verifiquen que las Instalaciones son seguras para operar en el entorno en el que se encuentran situadas.

Los Regulados deberán establecer medidas que permitan que las actividades relacionadas con el acondicionamiento y separación de Hidrocarburos se realicen de manera continua y segura.

Artículo 39. Los Regulados deberán establecer mecanismos y procedimientos para mantener la continuidad y confiabilidad de los procesos operativos de los Pozos.

Artículo 40. Los Regulados deberán mantener vigentes los protocolos para el mantenimiento de la Integridad Mecánica y funcionamiento adecuado de las Instalaciones, incluyendo la realización de valoraciones periódicas de la Integridad Mecánica de las Instalaciones y la realización de trabajos correctivos en caso de daños o deterioro.

SECCIÓN IV: DE LA PERFORACIÓN

Artículo 41. Con la finalidad de reducir los Riesgos e impactos durante los trabajos referidos en la presente sección, los Regulados deberán:

- I. Diseñar y perforar Pozos con al menos dos Barreras probadas e independientes;
- II. Proteger Acuíferos y cuerpos de aguas superficiales;
- III. Contar con sistemas de control manual y automático en el equipo y conexiones superficiales de control;
- IV. Utilizar fluidos de Perforación base agua en las primeras etapas de Perforación, las cuales comprenden las tuberías conductora y de revestimiento superficial;
- V. Diseñar el programa de Perforación de tal manera que los Acuíferos no se contaminen;
- VI. Asegurar que las Tuberías de Revestimiento cubran y aíslen todos los Acuíferos, que puedan emplearse para cualquier uso contemplado en la normatividad vigente en materia de aguas nacionales;
- VII. Implementar procedimientos para mitigar el Riesgo en la preparación, acondicionamiento, uso, manejo y disposición final de los fluidos y materiales utilizados durante la Perforación, Pruebas de Producción, Terminación, mantenimiento, Taponamiento y Abandono de Pozos;
- VIII. Demostrar la hermeticidad del segmento revestido y la adecuada cementación a través de pruebas de hermeticidad y registros de cementación, una vez cementadas las Tuberías de Revestimiento en cada una de las etapas planeadas o de contingencia;
- IX. Contar con las conexiones superficiales de control para las actividades específicas de Perforación, Pruebas de Producción, Terminación, mantenimiento, Taponamiento y Abandono de Pozos, conforme a las máximas condiciones de presión y temperatura de operación esperadas. Las conexiones superficiales de control incluyen, entre otras, al cabezal de Pozo, el Conjunto de Preventores, el árbol de válvulas y las líneas estrangulamiento y circulación de fluidos y de control, entendiéndose a estas últimas como las tuberías e interconexiones para operación de los equipos mencionados, y
- X. Monitorear, registrar y controlar las Emisiones de Metano que pudieran derivar de algún fallo en las conexiones superficiales de control mencionadas en el inciso anterior.

Artículo 42. Los Regulados deberán tomar todas las medidas necesarias para aislar zonas potenciales de flujo durante la Perforación de Pozos, de conformidad con el estándar API STD 65 - Parte 2, Aislamiento de Zonas Potenciales de Flujo Durante la Perforación de Pozos, o un estándar equivalente o superior. Para estos fines, se deberán establecer Barreras claramente definidas para prevenir:

- I. El flujo descontrolado de Gas Natural al medio ambiente;
- II. El flujo cruzado entre formaciones adyacentes, y
- III. La contaminación de aguas subterráneas durante las operaciones de Perforación y cementación, las fases subsecuentes de producción y el Abandono del Pozo.

Artículo 43. Los Regulados deberán implementar procedimientos y contar con los sistemas y equipos de seguridad necesarios para la detección y respuesta ante la presencia de gases combustibles y tóxicos, incluyendo sensores que puedan detectar los gases mencionados.

Artículo 44. Los Regulados deberán seleccionar y diseñar la configuración del Conjunto de Preventores y equipos a utilizar para el control de Pozos en las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales, cumpliendo con las mejores prácticas y estándares referidos en el Anexo I, o estándares equivalentes o superiores.

Los Regulados deberán conservar la información documental del cumplimiento de las mejores prácticas para la selección y el diseño del Conjunto de Preventores y equipos a utilizar para el control de Pozos, y presentarlos cuando sean requeridos por la Agencia.

Artículo 45. Los Regulados deberán realizar pruebas a los Equipos Críticos identificados en su Análisis de Riesgos, incluyendo, sin ser limitativos, el Conjunto de Preventores y las conexiones superficiales de control de Pozos, en apego a lo establecido en el Sistema de Administración autorizado por la Agencia, así como a las recomendaciones del fabricante y al menos los elementos siguientes:

- I. Protocolos de verificación del cierre y apertura de los sistemas de control de Pozos para confirmar la operación adecuada del Conjunto de Preventores y su hermeticidad, y
- II. Pruebas de presión de las conexiones superficiales de control de Pozos.

Si alguna prueba de dichos Equipos Críticos indica que los mismos no están en estricto apego con lo dispuesto en el Sistema de Administración autorizado, no se podrá reanudar o, en su caso, se tendrá que suspender la Perforación, Prueba de Producción, Estimulación o Abandono, hasta que el resultado obtenido de la prueba sea satisfactorio. En caso de que haya cualquier indicación de una fuga del fluido, se deberá investigar la causa, para reparar la fuga, asegurando la hermeticidad de las conexiones.

Artículo 46. Los Regulados deberán mantener vigentes y disponibles, en caso de que la Agencia lo requiera, las certificaciones del Conjunto de Preventores y Equipos Críticos, de acuerdo a lo establecido en las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente emitidas por la Agencia, o las que las modifiquen o sustituyan, o en lo referente a Integridad Mecánica y aseguramiento de la calidad.

Artículo 47. El Conjunto de Preventores y equipos a utilizar para el control de Pozos deberán ser diseñados, instalados, mantenidos y probados de acuerdo con las especificaciones del fabricante, para asegurar su funcionamiento así como el control del Pozo en las condiciones y máximas presiones esperadas.

Artículo 48. Los Regulados deberán elegir y utilizar la tecnología disponible para el Conjunto de Preventores, para las actividades de Perforación y Terminación, que cumpla con lo siguiente:

- I. El Conjunto de Preventores deberá ser diseñado para:
 - a) Prevenir el flujo no controlado y no intencional de fluidos a la superficie, y
 - b) Mantener la integridad del Pozo;
- II. El Conjunto de Preventores deberá estar en condiciones óptimas de operación durante las actividades de Perforación y Terminación del Pozo;
- III. El Conjunto de Preventores deberá incluir arietes de corte operados vía remota, ubicados lo más cerca posible del cabezal o árbol de válvulas según corresponda, y
- IV. El Conjunto de Preventores deberá incluir mecanismos de activación primaria y secundaria que funcionen de manera independiente;

Artículo 49. Los Regulados deberán incluir en los procedimientos de verificación técnica del Conjunto de Preventores y Equipos Críticos, al menos lo siguiente:

- I. Revisión del diseño, distribución del Conjunto de Preventores y memorias de cálculo;
- II. Revisión de los diagramas de conexiones, instrumentación y control;
- III. Revisión de los componentes, identificando defectos visibles en los materiales o en el ensamblaje, debiéndose documentar la revisión realizada;
- IV. Otros procedimientos recomendados por los fabricantes, incluyendo revisiones y actualizaciones, y
- V. Otros procedimientos internos que los Regulados consideren necesarios, incluyendo revisiones y actualizaciones de los mismos.

Artículo 50. Los Regulados deberán contar con los mecanismos para administrar los Riesgos en las operaciones que utilicen herramientas de registros de pozo, bombeo de alta presión, maniobras de equipos, molienda de tapones, apertura de Pozo y para la realización de Disparos.

SECCIÓN V: MANEJO DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Artículo 51. Los Regulados deberán identificar y conservar información sobre la composición y propiedades de los fluidos de Perforación y sobre el sistema de manejo de los fluidos empleados en las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales y presentarlo a la Agencia cuando ésta así lo requiera. Dicha información deberá incluir por lo menos lo siguiente:

- I. Composición de los fluidos de Perforación y los aditivos a emplear en su elaboración;
- II. Características físicas y reológicas de los fluidos de Perforación;
- III. Los aspectos de seguridad del sistema de manejo de fluidos de Perforación;
- IV. Los mecanismos del sistema para el manejo de fluidos de perforación para la protección a las personas y el medio ambiente, y
- V. Los requisitos de desempeño del sistema mencionado en situaciones normales y de Emergencia.

Artículo 52. Los Regulados deberán realizar pruebas de funcionamiento del sistema de manejo de los fluidos de Perforación cada vez que la operación lo requiera, y conservar el registro de los resultados para ser presentado a la Agencia cuando ésta lo requiera. Cualquier acción correctiva identificada durante las pruebas deberá implementarse antes de continuar la Perforación.

Artículo 53. Los Regulados deberán clasificar las áreas de manejo de los fluidos de Perforación de conformidad con las prácticas y estándares nacionales e internacionales, como el IEC 60079 o un estándar equivalente o superior. Dichas áreas deberán estar equipadas con los siguientes equipos:

- I. Un sistema de ventilación que tenga la capacidad de reemplazar el aire cada cinco minutos o cada 0.0283168 metros cúbicos (1.0 pie cúbico) de volumen de flujo de aire por minuto, o por cada 0.092903 metros cuadrados (1.0 pie cuadrado de área), lo que resulte mayor;
- II. El sistema mecánico de ventilación no será necesario si los medios naturales proveen la ventilación que evite la generación de una atmósfera explosiva y/o tóxica;
- III. Detectores de gas y alarmas, excepto en las áreas abiertas donde medios naturales proveen la ventilación que evite la generación de una atmósfera explosiva y/o tóxica;
- IV. Los detectores de gas en espacios confinados deberán ser capaces de medir el nivel de explosividad;
- V. Equipo eléctrico a prueba de explosiones o presurizado para prevenir la ignición de gases explosivos, y
- VI. Alarmas que se activen cuando el sistema mecánico de ventilación falle.

SECCIÓN VI: DE LA TERMINACIÓN DE POZOS

Artículo 54. Con la finalidad de reducir los Riesgos e impactos durante el proceso de Terminación los Regulados deberán:

- I. Contar con las conexiones superficiales de control conforme a las máximas condiciones de presión y temperatura de operación esperadas. Las conexiones superficiales de control incluyen, entre otras, al cabezal de Pozo, el Conjunto de Preventores, el árbol de válvulas, las líneas de tratamiento y de control, entendiendo a estas últimas como las tuberías e interconexiones para operación de los equipos mencionados;
- II. Contar con sistemas de control manual y remoto del equipo y conexiones superficiales de control;
- III. Contar con personal con capacitación actualizada en actividades de control de Pozo;
- IV. Implementar los procedimientos para mitigar el Riesgo en la preparación, acondicionamiento, uso y manejo de los fluidos y materiales utilizados durante la Terminación de Pozos;
- V. Demostrar la hermeticidad de los segmentos revestidos y la adecuada cementación a través de pruebas de hermeticidad y registros de cementación;

- VI.** Contar con mecanismos para verificar y vigilar la no contaminación de Acuíferos en las operaciones de Terminación;
- VII.** Diseñar y realizar las actividades de Terminación con al menos dos Barreras independientes, y
- VIII.** Mantener el monitoreo de presión durante las actividades de Terminación.

Artículo 55. Previo a la realización de las actividades de Fracturamiento Hidráulico, los Regulados deberán dar aviso a la Agencia mediante el Aviso de Cambio de Operaciones, el cual deberá incluir la siguiente información:

- I.** Verificación de la Integridad Mecánica y la hermeticidad del Pozo;
- II.** Número de Etapas de Fracturamiento Hidráulico programadas incluyendo el número de clusters por etapa;
- III.** Pronóstico del alcance geométrico de la fractura, con base en la simulación incluyendo un listado de equipos a emplear;
- IV.** Listado y estimación de volumen de materiales a utilizar, y
- V.** Parámetros de bombeo.

Artículo 56. Los Regulados deberán notificar a la Agencia mediante el Aviso de Cambio de Operaciones, cuarenta y ocho horas previo al Fracturamiento Hidráulico, utilizando el formato que para tal efecto publique ésta, cuando en la formulación del Fluido Fracturante se utilicen uno o más aditivos diferentes a los declarados en el Aviso de Inicio de Actividades, adjuntando el listado de aditivos, así como sus hojas de datos de seguridad, de acuerdo a la normatividad vigente.

Adicionalmente se deberá presentar el porcentaje en peso de los aditivos en el Fluido Fracturante a utilizar.

Artículo 57. La construcción de presas de terracería para el almacenamiento de Aguas de Primer Uso para Fracturamiento Hidráulico será permitida en las actividades de Exploración y Extracción en Yacimientos No Convencionales, las cuales deberán estar diseñadas con base a los resultados del Análisis de Riesgo desarrollado para la Autorización de su Sistema de Administración y las mejores prácticas. Las presas de terracería deberán estar debidamente protegidas e impermeabilizadas mediante una geomembrana, seleccionada de acuerdo a la operación y el entorno al que estará expuesta, colocada en la totalidad de la extensión de la presa y las paredes de la misma.

Los Regulados deberán realizar la construcción de presas de terracería para el Fracturamiento Hidráulico en la etapa de Terminación de Pozos, conforme a la legislación aplicable y la normatividad reconocida en su Sistema de Administración, así como con las medidas y condicionantes establecidas en las autorizaciones en materia de impacto ambiental que correspondan.

Artículo 58. Las presas construidas para el almacenamiento de Aguas de Primer Uso para la Terminación de Pozos de Extracción deberán ser utilizadas como parte de una red hidráulica para abastecer los trabajos de Fracturamiento Hidráulico durante la etapa de desarrollo, con el propósito de disminuir el impacto ambiental, atenuar el impacto ambiental y para reducir el tránsito de vehículos.

Artículo 59. Los Regulados deberán restaurar el área utilizada para la construcción de las presas de terracería para el almacenamiento de Aguas de Primer Uso para el Fracturamiento Hidráulico y las zonas aledañas que hayan resultado impactadas, al final de la etapa de Terminación de los Pozos, a condiciones similares a las prevalecientes en las áreas adyacentes o que propicien la continuidad de los procesos naturales.

Artículo 60. El manejo y almacenamiento de los aditivos y Agentes Apuntalantes para la formulación de los Fluidos Fracturantes, deberá realizarse en apego a lo establecido en la normatividad aplicable y lo establecido por los Regulados en su Sistema de Administración autorizado por la Agencia, de manera tal que se asegure su aislamiento en áreas apropiadas, para evitar la contaminación del suelo, cuerpos de agua y la atmósfera.

Artículo 61. Los Regulados deberán implementar mecanismos para la incorporación de las mejores prácticas en el uso de aditivos y materiales en los Fluidos Fracturantes, en cantidad y composición, para minimizar los efectos adversos a la integridad física de las personas y el medio ambiente.

Artículo 62. Los Regulados deberán contar con una bitácora foliada y actualizada de la operación de Fracturamiento Hidráulico, y presentarla cuando sea requerida por la Agencia, donde deberán registrar por cada etapa, el volumen de fluido empleado y sus componentes, así como la presión de inyección de bombeo.

SECCIÓN VII: MANEJO DE FLUIDOS DE RETORNO

Artículo 63. El Fluido de Retorno producido por el Fracturamiento Hidráulico deberá manejarse en términos de la normatividad aplicable en la materia.

Artículo 64. No se permitirá la construcción de presas de terracería para el almacenamiento del Fluido de Retorno ni Agua Producida.

Artículo 65. El Fluido de Retorno y el Agua Producida obtenidos en los Pozos de Exploración, Pozos de Extracción o en plantas de separación, deberán ser almacenados temporalmente en presas portátiles cerradas antes de ser reciclados en el proyecto o realizar su trasiego a Pozos de Disposición o a plantas de tratamiento.

Dichas presas portátiles deberán ser metálicas o de cualquier otro material que garantice la hermeticidad y la contención, y no podrán estar colocadas directamente sobre el suelo para lo que se deberá colocar una barrera impermeable. Las presas portátiles cerradas no deberán almacenar un volumen mayor al noventa por ciento de su capacidad.

Artículo 66. Los Regulados deberán verificar de manera previa a su uso, la integridad física de las presas portátiles empleadas para el almacenamiento del Fluido de Retorno, en cumplimiento con lo dispuesto en su Sistema de Administración autorizado por la Agencia, y deberá mantener un expediente que permita evidenciar el resultado de las revisiones o pruebas realizadas y presentarlo cuando sea requerido por la Agencia.

Artículo 67. Los Regulados deberán realizar cuando sea posible, el tratamiento y reúso del Fluido de Retorno con el fin de disminuir el volumen de Aguas de Primer Uso en los trabajos de Fracturamiento Hidráulico subsecuentes.

Artículo 68. Los Regulados deberán conservar el registro del volumen producido de Fluido de Retorno desde la apertura del Pozo, así como el tipo de disposición o reciclaje que efectúen y presentarlo cuando sea requerido por la Agencia.

Artículo 69. Con la finalidad de identificar las características de peligrosidad del Fluido de Retorno, los Regulados deberán realizar una caracterización composicional de elementos químicos de dicho fluido, dentro de los primeros diez días naturales de iniciada la obtención del mismo, y el análisis CRIT para determinar si cuenta con características corrosivas, reactivas, inflamables o tóxicas, de acuerdo con la normatividad aplicable en la materia. Los resultados de dichas pruebas deberán estar disponibles para presentarse a la Agencia en caso de que ésta los requiera.

Artículo 70. Estos análisis se realizarán una sola vez por Pozo Exploratorio o de Avanzada. En caso de utilizar en los Pozos de Extracción sucesivos, sustancias químicas en el Fluido Fracturante distintas a las declaradas inicialmente, se deberán realizar nuevamente los análisis en el Pozo donde inicialmente se aplique esa modificación.

Artículo 71. Los Pozos de Disposición para el Fluido de Retorno, deberán ser diseñados y construidos con base en las mejores prácticas, así mismo deberán cumplir con lo dispuesto en la normatividad aplicable en la materia y en la normatividad aplicable a la disposición de Agua Producida.

Artículo 72. Los Regulados deberán implementar un programa de monitoreo de la integridad de los Pozos de Disposición, donde al menos se verifique lo siguiente:

- I. Semanalmente las condiciones de operación de los Pozos de Disposición, principalmente el comportamiento de la admisión de la roca receptora y la presión de inyección;
- II. Anualmente realizar un análisis de Integridad Mecánica del Pozo, y
- III. Realizar cada seis meses, los análisis de integridad de las líneas de inyección, las plantas de inyección y de los autotanques.

Artículo 73. Durante la inyección de Fluido de Retorno y Agua Producida a Pozos de Disposición, los Regulados deberán evitar rebasar el límite de admisión de las formaciones receptoras para no generar efectos de sobrepresión que impliquen Riesgos de migración de fluidos hacia otras formaciones.

Para este efecto, los Regulados deberán conservar y mantener actualizada la información del historial de inyección, así como de los equipos para el registro de los volúmenes inyectados en cada Pozo, para el caso de que esta información sea requerida por la Agencia.

CAPÍTULO VI**DE LA RECOLECCIÓN Y MOVILIZACIÓN DE HIDROCARBUROS**

Artículo 74. El diseño de las Líneas de Descarga que los Regulados utilicen para el manejo de Hidrocarburos deberá considerar la Terminación de los Pozos, los fluidos que circularán por los mismos, la operación y al entorno que estarán expuestas, a fin de evitar una pérdida de contención que pueda generar daños al medio ambiente.

Artículo 75. Las Líneas de Descarga metálicas deberán contar con al menos dos sistemas de protección anticorrosión de acuerdo al entorno al que estarán expuestas.

Artículo 76. Las operaciones de Recolección y desplazamiento de Hidrocarburos, deberán cumplir con la normatividad aplicable y con lo establecido en su Sistema de Administración autorizado por la Agencia.

Artículo 77. Los Regulados deberán contar con mecanismos para la mitigación de Riesgos en relación a los procesos de Recolección y desplazamiento de Hidrocarburos, que incluyan lo siguiente:

- I. Procedimientos de seguridad y operación para la Recolección y el desplazamiento de Hidrocarburos;
- II. Procedimientos de seguridad y operación para el movimiento de vehículos terrestres, y
- III. Procedimientos para administrar los impactos y Riesgos identificados como resultado del Análisis de Riesgos desarrollado para la autorización de su Sistema de Administración.

Artículo 78. Los Regulados deberán contar con una bitácora donde registren el tipo y características de los Hidrocarburos producidos, así como el origen, el destino y los volúmenes desplazados mediante vehículos terrestres, la cual deberá estar disponible en sitio para presentarla a la Agencia cuando ésta lo solicite.

Artículo 79. El Regulado deberá contar con métodos y equipos en las Instalaciones para la detección de fugas de metano, siendo recomendable sin que sea limitativo, que considere los siguientes:

- I. Indicadores de gas combustible;
- II. Caída de presión;
- III. Burbujeo;
- IV. Detectores Láser
- V. Detección acústica
- VI. Termografía infrarroja terrestre o aérea.

La aplicación del método adecuado es responsabilidad del Regulado, quien debe determinar en su caso la presencia y condiciones de las fugas, para emprender el plan de respuesta correspondiente a fin de localizar, dimensionar y controlar dichas fugas.

Artículo 80. En caso de pérdida de contención en la Línea de Descarga, los Regulados deberán eliminar la fuga mediante una reparación permanente. Cuando se deba realizar una reparación provisional, ésta deberá ser sustituida por una reparación permanente en un plazo no mayor a cuarenta y cinco días naturales contados a partir de que se realizó la reparación provisional.

Artículo 81. Los Regulados deberán implementar, en los equipos empleados para el acondicionamiento y separación de Hidrocarburos, las Barreras suficientes para realizar una operación segura, de acuerdo a los resultados del Análisis de Riesgos desarrollado para la autorización de su Sistema de Administración.

Artículo 82. Los Regulados deberán contar con mecanismos para la prevención y mitigación de Riesgos en los procesos de acondicionamiento y separación de Hidrocarburos incluyendo, por lo menos, los elementos siguientes:

- I. Emplear los elementos siguientes de acuerdo a los resultados de Análisis de Riesgos desarrollado para la autorización de su Sistema de Administración:
 - a) Sensor de Alta Presión (por sus siglas en inglés, PSH);
 - b) Sensor de Baja Presión (por sus siglas en inglés, PSL);
 - c) Válvulas de Liberación de Presión (por sus siglas en inglés, PSV);
 - d) Sensor de Altos Niveles (por su siglas en inglés, LSH);
 - e) Sensor de Bajos Niveles (por sus siglas en inglés, LSL);
 - f) Válvula de Chequeo, y
 - g) Sensor de Altas Temperaturas (por sus siglas en inglés, TSH).

- II. Uso de ductos, líneas y válvulas del diámetro correcto, de acuerdo al diseño de las Instalaciones;
- III. Sistemas de ventilación adecuada y suficiente de acuerdo al diseño de las Instalaciones, o en su caso, detectores de gas combustible para permitir el cierre de las fuentes de gas combustible;
- IV. Procedimientos de entrada a espacios confinados;
- V. En los separadores, dispositivos para controlar los parámetros de proceso como mínimo, controles de nivel, controles de presión y controles de temperatura;
- VI. Contar con un sistema para la caracterización del Gas Natural proveniente de la formación, y
- VII. Procedimientos para llevar a cabo verificaciones del separador y sus accesorios a efecto de asegurar su integridad.

CAPÍTULO VII

DE LAS PRUEBAS DE PRODUCCIÓN

Artículo 83. Los Regulados deberán seguir los procesos y protocolos aplicables en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente durante la Prueba de Producción a fin de evitar cualquier derrame de Hidrocarburos.

Artículo 84. Los Regulados deberán realizar una verificación sobre la integridad de la Instalación antes de llevar a cabo la Prueba de Producción, incluyendo pruebas de presión.

Artículo 85. Durante la Prueba de Producción, los Regulados deberán:

- I. Restringir las operaciones de izaje;
- II. Verificar que la presión máxima de prueba de las herramientas y tuberías no exceda los límites establecidos por los fabricantes;
- III. Cerciorarse que el equipo de Prueba de Producción tenga acceso irrestricto al Pozo;
- IV. Mantener comunicación entre el cuarto de control y todos los dispositivos de seguridad tales como medidores de explosividad de gas y radios portátiles seguros para las condiciones operativas;
- V. Contar con equipos de respiración autónoma y detectores portátiles de ácido sulfhídrico (H_2S), y
- VI. Manejar los fluidos del Yacimiento producidos en las Pruebas de Producción conforme a la normatividad aplicable.

Artículo 86. Los Regulados deberán informar a la Agencia mediante el Aviso de Cambio de Operaciones, utilizando el formato que para tal efecto publique ésta, cuarenta y ocho horas antes de realizar una Prueba de Producción adjuntando, la información siguiente:

- I. Programa de Pruebas;
- II. Estado mecánico preliminar del Pozo;
- III. Características técnicas del aparejo de producción;
- IV. Intervalos de interés;
- V. Fechas probables de inicio y fin de la prueba de producción, así como si se realizará Destrucción Controlada de Gas Natural que pueda producirse;
- VI. Descripción, características y clasificación del equipo de prueba;
- VII. Equipos propuestos para manejar o transportar los fluidos producidos;
- VIII. Esquemas mostrando la disposición de los equipos de prueba;
- IX. Descripción de los equipos de seguridad, incluyendo los detectores de gas y equipo contra incendios;
- X. Composición esperada de los Hidrocarburos;
- XI. Estimado de la magnitud de flujo y volúmenes de acumulación de líquidos en superficie;
- XII. Duración de los periodos de estabilización, así como la duración de los cierres programados para la toma de información;

- XIII. Fechas de inicio y fin de la Destrucción Controlada de Gas Natural;
- XIV. Composición esperada del Gas Natural enviado a Destrucción Controlada;
- XV. Volumen estimado de Gas Natural enviado a Destrucción Controlada;
- XVI. Características de los quemadores o incineradores para la Destrucción Controlada de Gas Natural;
- XVII. Descripción de las herramientas de fondo y equipo de medición en superficie;
- XVIII. Un plano de distribución de los equipos de prueba en sitio y áreas seguras con base en radios de afectación, y
- XIX. Revisión de seguridad pre-arranque.

CAPÍTULO VIII

DEL CIERRE, DESMANTELAMIENTO Y ABANDONO

Artículo 87. Los Regulados deberán presentar a la Agencia el Aviso de Cambio de Operaciones quince días hábiles, previo al inicio y desarrollo de las etapas de Cierre, Desmantelamiento y Abandono de cualquier Instalación, incluyendo Pozos, así como en el caso en que los Regulados procedan a la devolución parcial o total del Área Contractual o de Asignación.

Artículo 88. Los avisos a los que se refiere el artículo anterior deberán incluir una declaración bajo protesta de decir verdad en la que señalen que desarrollarán las operaciones de las etapas a las que se refiere el artículo anterior, de conformidad con los requisitos y especificaciones que para tal actividad establece la legislación y normatividad aplicable.

Artículo 89. Los Regulados deberán presentar a la Agencia junto con el Aviso de Cambio de Operaciones para el inicio de la etapa de Desmantelamiento de cualquier Instalación, el Programa de Desmantelamiento correspondiente que incluya las actividades en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente necesarias para administrar los Riesgos identificados, el cual deberá acompañarse del Dictamen Técnico de un Tercero Autorizado en el que acredite que dicho Programa cumple con el marco regulatorio aplicable y las mejores prácticas en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y de protección al medio ambiente.

Artículo 90. Los Regulados deberán presentar a la Agencia junto con el Aviso de Cambio de Operaciones para el inicio de la etapa de Abandono de cualquier Instalación, el Programa de Abandono correspondiente, que incluya las actividades en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente necesarias para administrar los Riesgos identificados.

Para el caso de Abandono de Pozos, el Programa deberá incluir lo siguiente:

- I. Estado mecánico final;
- II. Programa de Colocación de Barreras dentro del Pozo;
- III. Programa preliminar de fluidos para el Taponamiento;
- IV. Cimas de tapones de cemento;
- V. Columna geológica con intervalos permeables;
- VI. Esquemas detallados y una lista de materiales suficientes para verificar que los Regulados utilizan las técnicas de ingeniería apropiadas para el Abandono;
- VII. Identificación y ubicación del Pozo, incluyendo el mapeo y las ayudas requeridas para la Seguridad Industrial y Operativa de la transportación, y
- VIII. El potencial de derrames accidentales y las medidas de mitigación correspondientes.

Artículo 91. Previo al inicio de las actividades de Taponamiento, los Regulados deberán presentar a la Agencia el Aviso de Cambio de Operaciones.

Artículo 92. La Agencia podrá ordenar el Taponamiento permanente y el Abandono de un Pozo, cuando el mismo represente un Riesgo Crítico para la integridad física de las personas, la protección al medio ambiente o las Instalaciones.

Artículo 93. Los Regulados deberán utilizar siempre dos Barreras probadas independientes, incluyendo una Barrera de tipo mecánico a través de la trayectoria de flujo, independientemente de si el Pozo va a ser Abandonado de manera temporal o permanente.

Artículo 94. Los Regulados deberán contar con procedimientos y medidas de mitigación para minimizar los Impactos durante operaciones de trascabo y Taponamiento.

Artículo 95. Los Regulados deberán cerciorarse que los tapones del Pozo:

- I. Aíslen las formaciones productoras de Hidrocarburos, y
- II. Eviten la migración de fluidos de formación dentro del Pozo.

Artículo 96. Para Pozos considerados fuera de vida útil, se deberá proceder a su Taponamiento definitivo conforme a la normatividad reconocida en el Sistema de Administración autorizado por la Agencia.

Artículo 97. Los Regulados deberán proceder al Taponamiento o Abandono conforme a las medidas y condicionantes establecidas en la autorización en materia de Impacto ambiental y en la normatividad aplicable.

Artículo 98. Los Regulados deberán presentar en un plazo máximo de quince días hábiles posteriores al término del Programa de Desmantelamiento, el Aviso de Cambio de Operaciones, el cual debe incluir una declaración bajo protesta de decir verdad en la que señalen que las operaciones se desarrollaron de conformidad con el Programa correspondiente.

Artículo 99. Los Regulados deberán presentar en un plazo máximo de treinta días hábiles posteriores al término del Programa de Abandono, el Aviso de Cambio de Operaciones, el cual debe incluir la Evaluación Técnica de un Tercero Autorizado sobre el cumplimiento de las operaciones previstas en el Programa de Abandono.

Artículo 100. Para el caso en que los Regulados procedan a la devolución del Área Contractual o de Asignación, ya sea parcial o total, deberán cumplir con lo establecido en estos lineamientos y en las disposiciones que para tal efecto emita la Agencia.

CAPÍTULO IX

DE LA DESTRUCCIÓN CONTROLADA Y VENDEO DE GAS NATURAL

Artículo 101. Los Regulados deberán realizar las operaciones de Destrucción Controlada y Venteo de Gas Natural de forma segura y con apego a la Normatividad vigente aplicable en la materia, así como a lo establecido en su Sistema de Administración autorizado.

Artículo 102. Los Regulados realizarán el Venteo de Gas Natural únicamente en situaciones de Emergencia, siempre y cuando el Gas Natural contenga como máximo 10 mol/kmol de ácido sulfhídrico (H_2S) y sea imposible su Destrucción Controlada; en cuyo caso, los Regulados deberán aplicar las medidas de Seguridad Industrial y Operativa identificadas en su Plan de Respuesta a Emergencias.

Si el Gas Natural contiene más de 10 mol/kmol de ácido sulfhídrico (H_2S), los Regulados deberán proceder a su Destrucción Controlada o detener la operación.

Artículo 103. Los Regulados podrán realizar la Destrucción Controlada de Gas Natural resultante de las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en los siguientes casos:

- I. Cuando existan circunstancias de caso fortuito o fuerza mayor que impliquen un riesgo para la operación segura de las Instalaciones, el personal o el medio ambiente;
- II. Durante las Pruebas de Producción comprendidas dentro de sus programas y planes de trabajo, y
- III. En el caso de Gas Natural Asociado, cuando no sea técnica o económicamente factible el aprovechamiento del mismo de acuerdo a las disposiciones emitidas por la Comisión.

Artículo 104. A efecto de preservar la Seguridad Operativa al momento de realizar la Destrucción Controlada y Venteo del Gas Natural, los Regulados deberán adoptar las medidas necesarias para procurar la protección contra incendios y otros Incidentes en las Instalaciones dedicadas a la Destrucción Controlada de Gas Natural, así como la adaptación y localización de éstas, de acuerdo con la normatividad aplicable, lo establecido en el Sistema de Administración autorizado por la Agencia y al Análisis de Riesgos desarrollado para la autorización de su Sistema de Administración.

Artículo 105. Cualquier Instalación dedicada a la Destrucción Controlada de Gas Natural deberá contar con las áreas de seguridad necesarias para procurar la integridad física de las personas, las Instalaciones y la protección al medio ambiente, mismas que serán determinadas con base en el Análisis de Riesgos.

Artículo 106. Los Regulados deberán, para el diseño y selección de los equipos de Destrucción Controlada de Gas Natural, observar:

- I. Tener un sistema de ignición continua;
- II. Tener eficiencia de combustión de diseño de al menos 90%;

- III. Contar con sistemas de encendido y apagado automático;
- IV. El volumen y características del Gas Natural que será destruido, y
- V. Contar con sistemas para la separación y recuperación de líquidos.

Artículo 107. Los Regulados deberán conservar la información documental sobre las condiciones de operación de los equipos utilizados para la Destrucción Controlada de Gas Natural y presentarla cuando sea requerida por la Agencia.

Artículo 108. En el caso de Gas Natural Asociado, los Regulados deberán presentar en el Aviso de Inicio de Actividades, el análisis técnico-económico y el programa de aprovechamiento de Gas Natural Asociado aprobado por la Comisión.

Artículo 109. Las situaciones de Destrucción Controlada y Venteo de Gas Natural por caso fortuito o fuerza mayor serán catalogadas como Evento Tipo 1 de acuerdo a lo establecido en las Disposiciones Administrativas de Carácter General que establecen los Lineamientos para Informar la ocurrencia de Incidentes y Accidentes a la Agencia.

Artículo 110. Los Regulados deberán presentar a la Agencia, como parte del Reporte de Seguimiento anual establecido en las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y de Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos que se indican, o las que las modifiquen o sustituyan, un reporte anual de Destrucción Controlada y Venteo de Gas Natural que contenga los siguientes datos:

- I. Volumen de Gas Natural enviado a Destrucción Controlada;
- II. Volumen de Gas Natural enviado a Venteo;
- III. Situaciones de Emergencia que derivaron en acciones de Destrucción Controlada o Venteo de Gas Natural y fecha en la que se notificaron a la Agencia;
- IV. Composición del Gas Natural, incluyendo las proporciones de metano y ácido sulfhídrico (H₂S) enviado a Destrucción Controlada o Venteo, y
- V. Condiciones meteorológicas presentes durante las actividades de Destrucción Controlada y Venteo.

CAPÍTULO X

DEL PROCESO DE GESTIÓN

Artículo 111. Los Regulados deberán contar con un directorio actualizado e implementar un mecanismo para la consulta del mismo, que permita a la Agencia el acceso a la información del directorio en cualquier momento, y presentarlo a la Agencia en el Aviso de Inicio de Actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales, con los siguientes elementos:

- I. Representante legal;
- II. Domicilio para oír y recibir notificaciones ubicado en territorio nacional;
- III. Ubicación del sitio en donde se administra el Área Contractual o de Asignación y el Campo, y
- IV. Ubicación de las Instalaciones y centros de trabajo empleados para administrar y operar el Área Contractual o de Asignación y el Campo.

Aviso de Inicio de Actividades.

Artículo 112. Previo al inicio de las actividades de Exploración, o Extracción en Yacimientos No Convencionales los Regulados deberán presentar el Aviso de Inicio de Actividades a la Agencia, para lo cual deberán presentar el formato que la Agencia establezca para estos efectos, adjuntando los documentos siguientes:

- I. Análisis de Riesgo de la etapa de ingeniería de detalle que incluya aquellos Riesgos propios del Proyecto y los generados por las actividades realizadas por contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores del Regulado;
- II. Documento que contenga la descripción de los trabajos a realizar como parte de sus actividades de Exploración y Extracción;
- III. Dictamen Técnico emitido por un Tercero Autorizado en el que conste que la ingeniería de detalle de un Proyecto nuevo o modificado de Exploración o Extracción, es acorde con la normatividad aplicable y las mejores prácticas;

- IV. En su caso, la evaluación comparativa de las prácticas operativas y estándares propuestos contra los obligatorios, y la documentación soporte correspondiente que demuestre su equivalencia o superioridad;
- V. Listado de aditivos a utilizar en la formulación de los Fluidos Fracturantes y sus hojas de datos de seguridad;
- VI. Para el caso de Pozos, documento integrado del Diseño del Pozo, propuesta del Programa de Perforación final y copia simple de la resolución de autorización de Perforación de pozo así como sus anexos, emitida por la Comisión;
- VII. Documentación sobre el diseño de los equipos de seguridad y prevención de contaminación;
- VIII. Programa de Aprovechamiento de Gas Natural Asociado aprobado por la Comisión y el Análisis Técnico-Económico utilizado para su elaboración, cuando aplique, y
- IX. Mecanismo para la consulta del directorio actualizado.

Aviso de Cambio de Operaciones.

Artículo 113. Los Regulados deberán presentar a la Agencia el Aviso de Cambio de Operaciones, utilizando el formato que la Agencia establezca para estos efectos, previo al inicio de cualquiera de las siguientes etapas:

- I. Movimiento y/o cambio de coordenadas de los equipos de Perforación;
- II. Perforación de Pozo;
- III. Desviación/Ventana;
- IV. Pozo de Alivio;
- V. Terminación de Pozo;
- VI. Cambio en la formulación del Fluido Fracturante;
- VII. Prueba de Producción;
- VIII. Fracturamiento Hidráulico;
- IX. Estimulación;
- X. Inicio de Producción;
- XI. Profundización;
- XII. Reentrada;
- XIII. Cierre;
- XIV. Taponamiento de Pozo;
- XV. Desmantelamiento, y
- XVI. Abandono.

Los Regulados deberán adjuntar, según corresponda a cada etapa, la información requerida conforme a lo establecido en los presentes lineamientos.

Al presentar el Aviso, los Regulados deberán declarar en el formato que establezca la Agencia, haber cumplido con la totalidad de los requerimientos establecidos en estos lineamientos para cada actividad del presente artículo que concluyan.

CAPÍTULO XI

DE LA VERIFICACIÓN, AUDITORÍA, INSPECCIÓN, REPORTE E INVESTIGACIÓN

Artículo 114. Todas las Instalaciones usadas para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales deberán contar con una certificación por parte de terceros, según sea el caso, de los planes aplicados durante el diseño, la fabricación y la construcción de nuevas Instalaciones y/o, la realización de modificaciones o reparaciones significativas sobre las Instalaciones existentes, los cuales incluyen:

- I. **Plan de verificación de diseño.** Los Regulados deberán presentar el plan de verificación del diseño, en asociación con, o de manera subsecuente a, la ejecución del plan de desempeño. La certificación por parte un tercero del plan de verificación de diseño es un prerrequisito para la fabricación de las Instalaciones.

- II. Plan de verificación de fabricación.** La certificación por parte de un tercero del plan de verificación de fabricación es un prerequisite para el inicio de cualquier operación relacionada. El plan de verificación de fabricación debe incluir:
- a)** Una descripción resumida de:
 - 1.** La tolerancia estructural;
 - 2.** Procedimientos de soldadura;
 - 3.** Estándares de fabricación;
 - 4.** Métodos de ubicación de materiales y procedimientos de control de calidad;
 - 5.** Métodos y alcance de exámenes no destructivos sobre soldaduras y materiales, y
 - 6.** Procedimientos de garantía de calidad.
 - b)** Los planos de fabricación y las especificaciones de materiales para instalaciones fijas.
- III. Plan de verificación de instalación.** La certificación por parte un tercero del plan de verificación de la Instalación es un prerequisite para el inicio de cualquier operación relacionada. El plan de verificación de Instalación deberá incluir:
- a)** Descripción de las operaciones planeadas;
 - b)** Contingencias planeadas;
 - c)** Planes de acción alternativos, y
 - d)** Identificación de las áreas a ser inspeccionadas.

Artículo 115. Los Regulados deberán incluir dentro de sus mecanismos para ejecutar verificaciones y pruebas de Instalaciones, los elementos siguientes:

- I.** Mecanismos de verificación de las Instalaciones y sistemas de control de pozo, para comprobar las condiciones de operación conforme a su diseño;
- II.** Pruebas periódicas realizadas con base en criterios metodológicos incluidos en lo establecido en el Sistema de Administración autorizado por la Agencia y que será implementado en el Proyecto, para procurar la Integridad Mecánica de las Instalaciones;
- III.** Mecanismo para comunicar al personal encargado de la operación de los equipos, los resultados de las verificaciones y pruebas, y
- IV.** Mecanismo para, de resultar desfavorable alguna prueba, interrumpir las actividades asociadas para investigar las causas y resolver el problema antes de continuar con las actividades e implementar recomendaciones para evitar su repetición.

Artículo 116. Los Regulados deben investigar y reportar los Accidentes e Incidentes que ocurran durante la realización de las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales en términos de las disposiciones administrativas de carácter general que para tal efecto emita la Agencia.

CAPÍTULO XII

DE LA SUPERVISIÓN

Artículo 117. La Agencia podrá Supervisar en cualquier momento el cumplimiento de los presentes lineamientos, para lo cual podrá realizar y ordenar certificaciones, auditorías y verificaciones, así como llevar a cabo las visitas de inspección y supervisión, respetando los procedimientos de seguridad establecidos por los Regulados en su Sistema de Administración autorizado.

Artículo 118. Los Regulados están obligados a permitir el acceso a los inspectores y verificadores de la Agencia y facilitar los medios para la realización de las actividades de Supervisión del cumplimiento de los presentes lineamientos, en las mismas condiciones en las que el personal labora habitualmente en el sitio, las cuales se realizarán dentro de toda el Área de Asignación o Área Contractual y en donde se localicen las Instalaciones y centros de trabajo para la operación y administración, y proveer a los inspectores y verificadores de la Agencia los servicios de comunicación necesarios para desarrollar sus funciones.

Los inspectores y verificadores de la Agencia podrán realizar las actividades de supervisión en el Área de Asignación o Área Contractual, así como todas las áreas donde se localicen las Instalaciones y centros de trabajo para la operación y administración de las actividades desarrolladas con el objetivo de allegarse de los elementos necesarios para verificar que los Regulados cumplen lo dispuesto en los presentes lineamientos.

Artículo 119. Los Regulados deberán conservar y tener disponible para su Supervisión por parte de la Agencia, la evidencia e información documental del cumplimiento de los presentes lineamientos, durante la vigencia del Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos o Asignación del que se desprendan sus actividades, incluyendo sus prórrogas o periodos adicionales, y durante los cinco años posteriores siguientes a la terminación definitiva del Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos o Asignación.

Artículo 120. La evidencia e información documental relevante podrá ser conservada en medios sonoros, visuales, electrónicos, informáticos o impresos, para lo cual los Regulados deberán implementar los mecanismos para el registro, conservación y legibilidad de la misma.

Artículo 121. La Agencia podrá solicitar a los Regulados la evidencia e información documental que considere necesaria para determinar el cumplimiento de los presentes lineamientos. Los Regulados deberán conservar una copia de la evidencia e información documental en el sitio de las actividades para presentarla durante el proceso de Supervisión, así como facilitar a los representantes de la Agencia los mecanismos para su acceso.

Artículo 122. Los Regulados deberán hacer la entrega de la evidencia e información documental para determinar el cumplimiento de los presentes lineamientos cuando le sea requerida por la Agencia, por medios impresos o digitales.

Artículo 123. Los Regulados deberán presentar a la Agencia en el primer trimestre de cada año calendario, el Dictamen Técnico del cumplimiento de los presentes lineamientos elaborado por un Tercero Autorizado, referente a las actividades desarrolladas durante el año inmediato anterior incluyendo operación y mantenimiento, los Regulados deben conservar esta información durante el ciclo de vida de la instalación.

Artículo 124. Las infracciones a lo dispuesto en los presentes lineamientos serán sancionadas por la Agencia conforme a lo establecido en la Ley y demás normatividad aplicable.

TRANSITORIOS

PRIMERO. Las presentes Disposiciones Administrativas de Carácter General entrarán en vigor al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

SEGUNDO. Los Regulados que se encuentren realizando las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Yacimientos No Convencionales a la entrada en vigor de las presentes Disposiciones Administrativas de Carácter General, contarán con un plazo de ciento ochenta días naturales para adoptar y dar cumplimiento a lo previsto en las mismas.

TERCERO. En tanto no se cuente con Terceros Autorizados para realizar los Dictámenes Técnicos y la Evaluación Técnica previstos en los presentes lineamientos, los Regulados podrán someter a consideración de la Agencia, por Proyecto, la documentación que demuestre la experiencia de una persona física o moral, con reconocimiento nacional o internacional, para que éstos emitan una opinión en materia de Seguridad Industrial, Operativa y protección al medio ambiente respecto de la Etapa de Desarrollo del Proyecto evaluada.

Para demostrar la experiencia se deberán incluir, al menos, acreditaciones profesionales, certificaciones, reconocimientos y cursos de actualización. Asimismo, se deberá adjuntar la declaratoria de no existencia de conflicto de interés.

CUARTO. La Agencia podrá establecer mediante programas de evaluación, los periodos en los que se deberá presentar el Dictamen Técnico a que se refiere el artículo 123 de las presentes Disposiciones Administrativas de Carácter General. En tanto no se publiquen dichos programas, se estará a los plazos establecidos en las presentes disposiciones.

QUINTO. La Agencia expedirá formatos cuando sean necesarios para facilitar la correcta aplicación de las disposiciones aquí contenidas. Si no hubiere formato, los Regulados deberán presentar, en el domicilio de la Agencia, la información establecida en las presentes disposiciones en escrito libre, cumpliendo con todos los requisitos previstos en las mismas.

SEXTO. La interpretación de estos lineamientos y lo no previsto por ellos, será resuelto por la Agencia mediante criterios que los complementen y se difundan en el portal oficial de la Agencia: <http://www.gob.mx/asea>.

Ciudad de México, a los ocho días del mes de marzo de dos mil diecisiete.- El Director Ejecutivo de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, **Carlos Salvador de Regules Ruiz-Funes**.- Rúbrica.

ANEXO I. LISTADO DE ESTÁNDARES

Estándar / Práctica	Elemento técnico normado
Operaciones de Perforación	
API RP 13B-1	Práctica Recomendada para Pruebas de campo en Fluidos de Perforación con Base en Agua, Cuarta Edición, Marzo 2009, Prórroga de 2 Años de Junio de 2013.
API RP 13B-2	Práctica Recomendada para Pruebas de campo en Fluidos de Perforación Base Aceite, Quinta Edición, Abril 2014.
API RP 13C	Práctica Recomendada para Evaluación de Sistemas de Procesamiento de Fluidos de Perforación, Quinta Edición, Octubre 2014
API RP 13D	Reología e Hidráulica de Fluidos de Perforación de Pozos Petroleros, Sexta Edición, Mayo 2010.
API RP 13I	Práctica Recomendada para Pruebas de Laboratorio de Fluidos de Perforación, Octava Edición, Marzo 2009.
API 13 ^a	Especificación para Materiales de Fluidos de Perforación, Decimoctava Edición, Febrero 2010.
Sistemas Eléctricos	
IEC 60079	Estándares para Atmósferas Explosivas.
IEC 61511	Sistemas Instrumentados de Seguridad para el Sector de la Industria de Procesos.
Preparación de Emergencia	
NORSOK Z-013	Análisis de Riesgos y Preparación a Emergencias. Tercera Edición, Octubre 2010.
Instalaciones	
API 12B	Especificación Tanques Atornillados para el Almacenamiento de Líquidos de Producción, Decimosexta Edición, Noviembre 2014.
API 12D	Especificación de Campo para Tanques Soldados utilizados para el Almacenamiento de Líquidos de Producción, Undécima Edición, Octubre 2008.
API 12F	Especificación para Tanques Soldados para el Almacenamiento de Líquidos de Producción, Décima Segunda Edición, Octubre 2008.
API 620	Estándares para el Diseño y Construcción de Tanques de Almacenamiento de Baja Presión, Soldados, Grandes, Décima Segunda Edición, Octubre 2013.
API 650	Estándar para Tanques Soldados para Almacenamiento de Hidrocarburos, Décima Segunda Edición, Marzo 2013.
API 653	Estándar para la Inspección, Reparación, Modificación y Reconstrucción de Tanques, Quinta Edición, Noviembre 2014.
API 2000	Estándar para Tanques de Almacenamiento de Ventilación Atmosférica y Baja Presión, Séptima Edición, Marzo 2014.
ANSI/API 2350-2012	Estándar para la Protección Contra Sobrellenado para Tanques de Almacenamiento en Instalaciones Petroleras, Cuarta edición, Mayo 2012.
ASME, Sección VIII, División 1	Código de Calderas y Recipientes a Presión ASME, Sección VIII, División 1, Edición 2015.
40 CFR Part 60	Nuevos Estándares para Emisiones, Agencia de Protección Ambiental, Junio 03 de 2016.
NFPA 30	Código de Líquidos Inflamables y Combustibles, Edición 2015.
NFPA 68	Estándar sobre Protección contra Explosión mediante Venteo de Deflagración, edición 2013.
NFPA 326	Estándar para la Salvaguardia de Tanques y Contenedores para la Entrada, Limpieza o Reparación, edición 2015
Directiva 038	Control de Ruido, Alberta Energy Regulator
Equipo y Materiales	
API 14A	Especificación para Equipo de la Válvula de Seguridad Subsuperficial, Duodécima Edición, Enero 2015.
ANSI/API 6A	Especificación para Cabezal de Pozo y Equipo de Árbol de Conexiones, Vigésima Edición Octubre 2010.
API 53	Estándar, Sistemas de Equipos de Preventores para Pozos de Perforación, Cuarta Edición, Noviembre 2012.
NFPA31	Estándar para la Instalación de Equipos para la Quema de Petróleo, edición 2016.
ANSI/API 12A	Especificación API para tanques de almacenamiento de hidrocarburos.
ANSI/API 14B	Diseño, instalación, operación, pruebas y reparación de los Sistemas de Válvulas de Seguridad Subsuperficiales (SSSV).
Ductos	
ASME B31.4-2012	Sistemas de Tuberías de Transporte para Hidrocarburos líquidos y otros líquidos, Código ASME para Presurización de Tubería, B31, Noviembre 2012.
ASME B31.8-2014	Sistemas de tuberías para transporte y distribución de gas, Código ASME para Presurización de Tubería, Septiembre 2014.
Sistemas de Administración de Seguridad	
IOGP Reporte 510	Marco Operativo de Sistemas de Administración para el Control de Riesgos y obtención de Alto Desempeño en la Industria de Petróleo y Gas.
Diseño del Pozo	
API 5CT	Especificaciones para Tuberías de Revestimiento y Producción, Novena Edición Julio 2011.
API STD 65-Parte 2	Aislamiento de Zonas de Flujo Potencial Durante Construcción de Pozos, Segunda Edición, Diciembre 2010.
NORSOK D-10	Integridad del Pozo en la Perforación y operaciones del Pozo. Rev. 4, Junio 2013.