DISPOSICIONES administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente para realizar las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

Publicado en el Diario Oficial de la Federación el 9 de diciembre de 2016

TEXTO VIGENTE
Ultima modificación publicada en el Diario Oficial de la Federación 7 de junio de 2019

Al margen un sello con el Escudo Nacional, que dice: Estados Unidos Mexicanos. - Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos.

DISPOSICIONES ADMINISTRATIVAS DE CARÁCTER GENERAL QUE ESTABLECEN LOS LINEAMIENTOS EN MATERIA DE SEGURIDAD INDUSTRIAL, SEGURIDAD OPERATIVA Y PROTECCIÓN AL MEDIO AMBIENTE PARA REALIZAR LAS ACTIVIDADES DE RECONOCIMIENTO Y EXPLORACIÓN SUPERFICIAL, EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS.

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 al Reconocimiento y Exploración Superficial como todos aquellos estudios de evaluación que se valen únicamente de actividades sobre la superficie del terreno o del mar para considerar la posible existencia de Hidrocarburos en un área determinada; dentro de estos se incluyen los trabajos para la adquisición, el procesamiento, reprocesamiento o interpretación de información; 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, Contratistas y Autorizados 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 Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción de Hidrocarburos, 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 Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción de Hidrocarburos, y en la operación y ejecución de dichas actividades, en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente, exceptuando las actividades de Exploración y Extracción que se realicen en Yacimientos No Convencionales, 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 RECONOCIMIENTO Y EXPLORACIÓN SUPERFICIAL, EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS

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 Reconocimiento y Exploración Superficial; Exploración y Extracción de Hidrocarburos en áreas terrestres, Aguas Someras, Aguas Profundas y Ultraprofundas en Yacimientos convencionales.

Artículo reformado DOF 07-06-2019

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, la demás normatividad aplicable en la materia y a las siguientes definiciones:

Párrafo reformado DOF 07-06-2019

I. DEROGADO

Fracción derogada DOF 07-06-2019

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. **Aguas Profundas:** Áreas geográficas ubicadas costa afuera cuyos tirantes de agua son iguales o superiores a 500 metros y menores a 1500 metros;

V. **Aguas Someras:** Áreas geográficas ubicadas costa afuera cuyos tirantes de agua son menores a 500 metros;

VI. **Aguas Ultraprofundas:** Áreas geográficas ubicadas costa afuera cuyos tirantes de agua son iguales o superiores a 1500 metros;

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. DEROGADO

Fracción derogada DOF 07-06-2019

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);

XII BIS. **Construcción de Pozo:** Comprende el transporte, movilización, instalación de los equipos, según corresponda, para la Perforación en las diferentes etapas que la integran, incluyendo la toma de información, cementación y pruebas de hermeticidad; Terminación de Pozos comprendiendo las Pruebas de Producción; y en su caso el posible Taponamiento del Pozo o incorporación a producción según corresponda;

Fracción adicionada DOF 07-06-2019

XIII. **dB re 1 µPa:** Decibeles en referencia a 1 micro Pascal;

XIV. DEROGADO

Fracción derogada DOF 07-06-2019

XV. **Destrucción Controlada:** Quema o incineración de Gas Natural, 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. **Estimulación:** Tratamiento realizado para inducir, restaurar o mejorar la productividad de un Yacimiento;

XIX. **Estudio de Geotecnia:** Estudio para obtener las características físicas y mecánicas del subsuelo con objeto de diseñar el asentamiento de la tubería de revestimiento (*casing*) y el cabezal del pozo, así como el diseño del tubular de conexión (*riser*) que se va a utilizar y en su momento la Infraestructura terrestre y costa afuera que se quiera instalar;

XX. **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;

XXI. **FPSO:** Instalación flotante de producción, almacenamiento y descarga costa afuera (por sus siglas en inglés, *Floating Production Storage Offloading,* por sus siglas en inglés);

XXII. **Fracturamiento**: Operación enfocada al incremento de la productividad o inyectividad de los Pozos a través de generación de una fractura en la roca que facilita el flujo de fluidos de la formación productora al Pozo o viceversa;

XXIII. **Fuente de Energía Sísmica:** Dispositivo o material que suministra energía para la adquisición de datos sísmicos, incluyendo entre otros pistones neumáticos, cargas explosivas o vibradores;

Fracción reformada DOF 07-06-2019

XXIV. **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;

XXV. **Infraestructura:** Conjunto de Instalaciones, estructuras, maquinaria, equipo, tuberías, entre otros, necesarios para llevar a cabo los procesos operativos, para las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción;

XXVI. **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;

XXVII. **Ley:** Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos;

XXVIII. **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;

XXVIII BIS. **Mantenimiento de Pozos:** Conjunto de actividades para realizar y mantener en condiciones operativas los Pozos, a través de Reparaciones Mayores y Menores, ya sea de carácter preventivo o correctivo y que pueden realizarse utilizando equipos convencionales o equipos auxiliares. Esta operación, está definida por las siguientes acciones: transporte, movilización, instalación, cambio del aparejo de producción o de inyección dependiendo del tipo de operación a efectuar, Prueba de Producción o de inyectabilidad, entre otras;

Fracción adicionada DOF 07-06-2019

XXIX. **Monitoreo Acústico Pasivo:** Técnica para la detección de mamíferos marinos que utiliza hidrófonos y software para detectar sus vocalizaciones y se emplea para localizarlos en los alrededores de la fuente energía (*PAM, Passive Acoustic Monitoring,* por sus siglas en inglés);

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 la afectación a las personas, 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;

Fracción reformada DOF 07-06-2019

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. **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);

XXXVI. DEROGADO

Fracción derogada DOF 07-06-2019

XXXVII. **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;

XXXVII BIS. **Pozo Modelo:** Pozo representativo para el desarrollo de un Campo terrestre, lacustre o en Aguas Someras para Yacimientos Convencionales, el cual debe tener condiciones geológicas y modelos geomecánicos que permitan su construcción con un mismo modelo de diseño;

Fracción adicionada DOF 07-06-2019

XXXVIII. **Prueba de Producción:** Conjunto de actividades realizadas durante la Terminación del Pozo, o posterior a una Reparación Mayor, a fin de evaluar una zona de interés considerando el flujo de Hidrocarburos en superficie, y determinar la capacidad productiva, presión inicial de la formación, permeabilidad o extensión de un Yacimiento;

Fracción reformada DOF 07-06-2019

XXXIX. **PSO:** Observador de Especies Protegidas (*Protected Species Observer,* por sus siglas en inglés);

XXXIX BIS. **Reparación Mayor:** Intervención al Pozo que implica una modificación sustancial y definitiva de las condiciones y/o características de la zona productora o el intervalo de inyección;

Fracción adicionada DOF 07-06-2019

XL. **Riesgos Someros:** Condiciones geológicas del fondo marino y del subsuelo somero, que pueden afectar la Construcción de un Pozo marino; entre los que se encuentran: chimeneas de gas, hidratos de metano, fallas cercanas a la superficie, acuíferos someros sobrepresurizados, sedimentos no consolidados o irregularidades topográficas, presencia de cavernas, bolsas de gas somero, entre otras;

Fracción reformada DOF 07-06-2019

XLI. **Sociedad Clasificadora:** Organización independiente, miembro de la Asociación Internacional de Sociedades Clasificadoras (*IACS, International Association of Classification Societies*. por sus siglas en

ingles), cuyo objetivo es supervisar el diseño, la construcción, la instalación, el mantenimiento permanente o cualquier modificación de unidades flotantes de Perforación y Producción, de acuerdo con las normas de las sociedades clasificadoras;

XLII. **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);

XLIII. **Taponamiento:** Intervención que se le realiza al Pozo para colocar barreras de manera temporal o definitiva, con el objetivo de impedir el flujo de fluidos del Yacimiento o Formación Receptora hacia la superficie;

Fracción reformada DOF 07-06-2019

XLIV. **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, la evaluación de la formación, con el fin de dejar el Pozo produciendo Hidrocarburos o, en su caso, taponado;

XLV. **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;

XLVI. **Yacimiento:** Acumulación natural de Hidrocarburos en rocas del subsuelo, las cuales tienen características físicas para almacenarlos y permitir su flujo bajo ciertas condiciones;

XLVII. DEROGADO

Fracción derogada DOF 07-06-2019

XLVIII. **Zona de Exclusión:** Área circular que abarca niveles de ruido de hasta 180 dB re 1 μPa (RMS) medido desde el punto central de la Fuente de Energía Sísmica; siendo éste el umbral de ruido que tiene la capacidad potencial de provocar daños fisiológicos en el sistema auditivo de los cetáceos.

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 y sus Anexos.

Artículo 6. Los Regulados deberán observar las mejores prácticas y estándares internacionales para las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción de Hidrocarburos. Para tal efecto, será obligatorio para los Regulados la observancia de los estándares incluidos en el Anexo I de los presentes Lineamientos.

Párrafo reformado DOF 07-06-2019

Los Regulados podrán utilizar prácticas operativas o estándares equivalentes o superiores a los mencionados en el Anexo I, siempre y cuando realicen una justificación técnica pormenorizada que demuestre que las prácticas operativas y estándares propuestos son equivalentes o superiores a los incluidos en el Anexo I.

Párrafo reformado DOF 07-06-2019

La justificación técnica pormenorizada deberá ser incluida en el Dictamen Técnico emitido por un Tercero Autorizado sobre la ingeniería de detalle de un Pozo Exploratorio, Pozo Modelo, Pozos en Aguas Profundas y Ultraprofundas; o en su caso deberá ser manifestada en la Declaratoria bajo protesta de decir verdad firmada por el representante legal del Regulado sobre la ingeniería de detalle de Pozos que siguen el mismo modelo de diseño de un Pozo Modelo, Pozos de Desarrollo en Aguas Someras, Pozos de Desarrollo en áreas terrestres, Pozos para almacenamiento de Hidrocarburos e Inyectores perforados de manera específica para coadyuvar en la producción de Hidrocarburos.

Párrafo adicionado DOF 07-06-2019

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

Artículo 7. Las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción de Hidrocarburos, deberán llevarse a cabo por los Regulados 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 debe 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 deben tomar las medidas necesarias, en caso de Emergencias, para proteger la vida de las personas, el medio ambiente y las Instalaciones, y

VI. Se debe fomentar una cultura de protección de las personas que incorpore todas las fases y áreas de actividad e involucre personal multidisciplinario.

Artículo 8. En relación con la integridad de los equipos e Instalaciones, los Regulados deberán tomar en cuenta los siguientes principios:

I. Los equipos e Instalaciones deberán ser estructural y mecánicamente adecuados, de conformidad con las mejores prácticas internacionales, y llevar a cabo las funciones y 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, puesta en marcha, operación, mantenimiento y Desmantelamiento, a efecto de que las personas, los sistemas, los procesos y los recursos que proveen la integridad de los mismos 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 Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción de Hidrocarburos;

II. DEROGADO

Fracción derogada DOF 07-06-2019

III. Alcanzar 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 del 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 al 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 Riesgo, de acuerdo con lo establecido en las mejores prácticas nacionales e internacionales y la demás normatividad aplicable que para tal efecto emita la Agencia.

I. El Análisis de Riesgo deberá considerar como mínimo lo siguiente:

a) Descripción detallada del proceso;
b) Histórico de accidentes e incidentes en instalaciones similares;
c) Justificación técnica de la metodología de riesgos empleada;
d) Desarrollo y resultados de la o las metodologías de riesgos;
e) Evaluación y jerarquización de riesgos;
f) Identificación de escenarios más probables y peor caso;
g) Determinación de radios potenciales de afectación;
h) Análisis detallado de consecuencias;
i) Interacciones de los escenarios de riesgos al interior y al exterior de la instalación;
j) Sistemas de Seguridad y Medidas para Administrar los Escenarios de Riesgo, y
k) Recomendaciones derivadas del Análisis de Riesgo, así como el programa de atención de las mismas.

II. Al realizar la identificación de Peligros de las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción de Hidrocarburos, los Regulados podrán basarse en una variedad de técnicas de identificación de Peligros, tales como:

a) HAZID.- una técnica de identificación de todos los Peligros significativos asociados a una actividad en particular (por sus siglas en inglés *Hazard Identification*);
b) PHA – análisis de riesgo preliminar (por sus siglas en inglés *Preliminary Hazard Analysis*);
c) JHA – análisis de riesgos de trabajo (por sus siglas en inglés *Job Hazard Analysis*);
d) FTA – análisis de árbol de fallas (por sus siglas en inglés *Fault Tree Analysis*);
e) ETA – análisis de árbol de eventos (por sus siglas en inglés *Event Tree Analysis*);
f) HAZOP – análisis de riesgo y operatividad (por sus siglas en inglés *Hazard And Operability Analysis*);
g) FMEA – análisis modal de fallas y efectos (por sus siglas en inglés *Failure Modes and Effects Analysis*);
h) PEM – modelización de efectos físicos (por sus siglas en inglés *Physical Effects Modelling*);
i) EERA – análisis de escape, evaluación y rescate (por sus siglas en inglés *Escape, Evacuation and Rescue Analysis*), o
j) ENVID - Identificación de Impacto Ambiental (por sus siglas en inglés *Environmental Impact Identification*).

III. La identificación de Peligros que hagan los Regulados deberá, por lo menos, incluir lo siguiente:

a) El diseño, construcción, operación y Taponamiento;

b) Condiciones de operación rutinarias y no rutinarias, incluyendo paros, mantenimiento y arranque;
c) Situaciones de Emergencia, Incidentes y Accidentes, incluyendo:
  i. Fallas de contención de producto/materiales;
  ii. Fallas estructurales;
  iii. Eventos climáticos, geofísicos y otros eventos naturales;
  iv. Sabotaje o incumplimiento a la protección de las personas, y
  v. Factores humanos.
d) Riesgos potenciales y efectos asociados con actividades realizadas con anterioridad.

Artículo reformado DOF 07-06-2019

Artículo 11. Los Regulados deberán realizar la identificación de Peligros e impactos asociados a las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial incluyendo, al menos los siguientes elementos:

Párrafo reformado DOF 07-06-2019

I. Manejo de materiales explosivos en áreas terrestres;

Fracción reformada DOF 07-06-2019

II. Manejo de materiales inflamables;

Fracción reformada DOF 07-06-2019

III. Impactos potenciales en fauna marina o terrestre;

Fracción reformada DOF 07-06-2019

IV. DEROGADO

Fracción derogada DOF 07-06-2019

V. Riesgos asociados con emanaciones naturales de Hidrocarburos;

Fracción reformada DOF 07-06-2019

VI. DEROGADO

Fracción derogada DOF 07-06-2019

VII. DEROGADO

Fracción derogada DOF 07-06-2019

VIII. Desmonte en la apertura de brechas y despalme de terreno.

Fracción reformada DOF 07-06-2019

Artículo 12. Los Regulados deberán realizar la identificación de Peligros asociados a las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, incluyendo, por lo menos, los siguientes elementos:

I. Ruido;

II. Estabilidad de equipo de Perforación;

III. Maquinaria rotante y móvil;

IV. Manejo manual de los tubos de Perforación, barrenas y otro equipo pesado;

V. Fluidos en contenedores de presión;

VI. Caída de objetos;

VII. Exposición al polvo, lodo, aerosoles y gases;

VIII. Trabajos en altura, y

IX. Pozos con cargas de Disparo sin detonar.

Artículo 13. Al evaluar los Riesgos, los Regulados deberán tomar en consideración 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 y neutrales respecto del concepto favorecido o solución propuesta;
d) Estén fijados a un nivel adecuado para reflejar los objetivos estratégicos u organizacionales del Regulado, y
e) Consideren condiciones locales tales como la ubicación geográfica, condiciones ambientales, políticas, conflicto 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 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 las personas de conformidad con el estándar IEC 61511, o uno equivalente o superior, en los casos en los que los sistemas basados en instrumentos sean el único nivel secundario de protección;

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 tomar en cuenta:
a) La emisión controlada y no controlada de materia y energía al suelo, el agua y la atmósfera;
b) La generación de residuos;
c) El uso del suelo, agua, combustible, energía y otros recursos naturales;
d) El ruido, el olor, el polvo y la vibración, y
e) Los efectos en partes específicas del medio ambiente incluyendo ecosistemas.

Artículo 14. Los Regulados deberán mantener la información documental en sitio, y presentarla cuando sea requerida por la Agencia, de los impactos ambientales y Riesgos a la Seguridad de los siguientes elementos de las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos:

Párrafo reformado DOF 07-06-2019

I. El transporte de equipos, materiales y personas, así como la implementación de sus medidas de prevención y mitigación de los Riesgos e impactos identificados, dentro del Área de Asignación o el Área Contractual, en cumplimiento a la normatividad aplicable y las autorizaciones en materia de Impacto ambiental que correspondan;

Fracción reformada DOF 07-06-2019

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, considerando descontrol de Pozo, fuga y derrame de Hidrocarburos, incendio o explosión en las Instalaciones.

Artículo 15. Los Regulados deberán conservar la información documental de la elaboración del Análisis de Riesgos y presentarla cuando sea requerida por la Agencia para las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, incluyendo al menos los siguientes elementos:

I. **Estudio de Riesgos Someros.** Estudio de alta definición o estudio acústico para determinar la presencia de cualquiera de las siguientes características y sus posibles efectos sobre la unidad de Perforación, que contenga, por lo menos, lo siguiente:
a) Carta de Riesgos Someros;
b) Configuración morfológica del lecho marino;
c) Comportamiento batimétrico de la zona;
d) Plano de favorabilidad, y
e) Estudio de Geotecnia del lecho marino hasta una profundidad en donde se determine la consistencia adecuada para asentar el conductor y cabezal de baja.

II. Informe Geológico. Informe para evaluar:
- **a)** Actividad sísmica en la ubicación planteada;
- **b)** Zonas de fallas geológicas, y
- **c)** Para las plataformas ubicadas en áreas de producción, la posibilidad y los potenciales efectos de hundimientos.

III. Estudios de Geotecnia.

IV. Investigación general del sitio. Misma que deberá incluir información sobre objetos artificiales tales como:

Para Áreas Marinas:
- **a)** Plataformas activas, abandonadas o derribadas;
- **b)** Ductos en el lecho marino o enterrados bajo éste;
- **c)** Líneas eléctricas y umbilicales;
- **d)** Cables de comunicación;
- **e)** Cabezal de Pozo o Pozos abandonados;
- **f)** Válvulas;
- **g)** Terminaciones de ductos, y marcos de protección;
- **h)** Infraestructura no relacionada con Hidrocarburos (ej. boyas de navegación, turbinas de viento), y
- **i)** Desechos varios.

Para Áreas Terrestres:
- **a)** Cabezales de Pozos abandonados;
- **b)** Ductos;
- **c)** Líneas eléctricas;
- **d)** Infraestructura no relacionada con Hidrocarburos (ej. Vados, estructuras guarda ganado, turbinas de viento), y
- **e)** Desechos varios.

V. 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)** Estudio metoceánico (Reporte de estadística de variables oceanográficas, vientos y mareas);
- **b)** Estimación del volumen total derramado y fugado por día;
- **c)** Composición del fluido;
- **d)** Estimación del volumen total derramado y fugado durante el tiempo que dure el evento;
- **e)** Simulación de derrame (dispersión de las columnas de fluido);
- **f)** Plan detallado de contención (mencionando el equipo a utilizar y la duración máxima del evento), e
- **g)** Impacto a las personas, medio ambiente e Instalaciones.

Para el caso de FPSOs, los Regulados deberán considerar el listado de identificación de Peligros incluido en el Anexo II, de los presentes Lineamientos.

VI. 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, Pozos en Aguas Profundas y Ultraprofundas, condiciones

extremas del medio ambiente, alto contenido de ácido sulfhídrico (H2S) o en operaciones menos estandarizadas tales como: Perforación con plataformas de apoyo (tendered-assisted platform drilling) u operaciones con torre de Perforación montada sobre patines (rig skid-over operations) o Perforación con plataforma auto-elevable tipo voladiza (cantilever jack-up). La identificación de Peligros deberá abarcar por lo menos lo siguiente:

a) Programa de Perforación;
b) Procedimiento de control de Pozos;
c) Sistema de lodo;
d) Ambiente marino (integridad de las Instalaciones y efectos de las operaciones);
e) Materiales peligrosos (químicos, explosivos, radioactivos, tóxicos de los depósitos, etc.);
f) Prueba de Producción;
g) Trabajo con herramientas a cable o tubería flexible;
h) Flujo descontrolado;
i) Condiciones/estabilidad del fondo marino;
j) Colisión de embarcaciones, y
k) Choque de helicópteros.

Artículo 16. 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. Incendio, y

VI. Escape de gases.

Artículo 17. DEROGADO

Artículo derogado DOF 07-06-2019

Artículo 18. DEROGADO

Artículo derogado DOF 07-06-2019

CAPÍTULO IV
DE LA ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS E IMPACTOS

Artículo 19. 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 y 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 20. Los Regulados deberán adoptar una política de reducción de Riegos e impactos, considerando las medidas que tengan el mayor efecto en la reducción de Riesgo al menor esfuerzo. 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 21. Para las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, los Regulados deberán mantener la Integridad Mecánica de los equipos empleados durante el desarrollo de las actividades.

Artículo reformado DOF 07-06-2019

Artículo 22. Los Regulados deberán emplear Instalaciones diseñadas para soportar las condiciones operativas, climatológicas y oceanográficas específicas de la zona, considerando 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 23. Los Regulados deberán actualizar su calendario de trabajos para evitar condiciones climatológicas severas, tales como huracanes y tormentas tropicales.

Para este efecto, deberán contar con un mecanismo para el seguimiento y monitoreo de las condiciones climatológicas y oceanográficas, en su caso, del área de estudio.

Artículo 24. Para la reducción de Riesgos e impactos relacionados con la Construcción de Pozos, los Regulados deberán tomar en consideración lo siguiente:

Párrafo reformado DOF 07-06-2019

I. Programa de Perforación y/o revestimiento optimizado;

II. Sistemas optimizados de Perforación;

III. Reducción del uso de materiales peligrosos;

IV. Reducción de Operaciones Simultáneas;

V. Equipos o sistemas optimizados de control de Pozos;

VI. Reducir los Riesgos e impactos durante la Terminación y las etapas de trabajo;

Fracción reformada DOF 07-06-2019

VII. Personal que cuente con capacitación y entrenamiento comprobable, previa a la realización de las operaciones peligrosas;

Fracción reformada DOF 07-06-2019

VIII. Planes de contingencia actualizados de derrames de Hidrocarburos y equipos de recuperación de Hidrocarburos, y

Fracción reformada DOF 07-06-2019

IX. Recalendarización de actividades de la Construcción de Pozos para considerar la posibilidad de condiciones climatológicas severas.

Fracción reformada DOF 07-06-2019

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, procedimientos críticos de operación y mantenimiento, y Equipo Crítico.

Párrafo reformado DOF 07-06-2019

Artículo 25. Los Regulados deberán efectuar la revisión de seguridad de pre-arranque, previo al inicio de operación de las Instalaciones que se utilicen en las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial,

Exploración y Extracción de Hidrocarburos. Los Regulados deberán cumplir con las observaciones y recomendaciones que se deriven de la revisión.

Artículo reformado DOF 07-06-2019

Artículo 26. DEROGADO

Artículo derogado DOF 07-06-2019

CAPÍTULO V
DE LAS ACTIVIDADES DE RECONOCIMIENTO Y EXPLORACIÓN SUPERFICIAL

Artículo 27. Los Regulados deberán presentar a la Agencia en forma física o electrónica, para actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, en la modalidad de adquisición de datos de campo, la información siguiente:

Párrafo reformado DOF 07-06-2019

I. El Aviso de Inicio de actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, al menos cinco días hábiles antes de iniciar sus operaciones, de conformidad con el formato FF-ASEA-038**;** incluyendo lo siguiente:

a) En caso de no ser titular de las áreas de asignación o contractuales donde se desarrollarán las actividades, deberán entregar copia simple de la autorización de actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial de Hidrocarburos emitida por la Comisión;

b) Copia simple del acuse del aviso del inicio de las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial entregado a la Comisión, y

c) Copia simple del Plan de trabajo entregado a la Comisión.
En caso de no ser titular de las áreas de asignación o contractuales donde se desarrollarán las actividades, presentar la copia simple del Plan de trabajo autorizado por la Comisión.

Fracción adicionada DOF 07-06-2019

II. El Aviso de Conclusión de actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, dentro de los quince días hábiles posteriores a la conclusión de la adquisición de datos en campo, de conformidad con el formato FF-ASEA-039**;** incluyendo lo siguiente:

a) Mapa de cobertura sísmica, donde se indique el posicionamiento geográfico final de los puntos observados en el estudio sísmico, y las coordenadas de estos, en caso de aplicar.

Fracción adicionada DOF 07-06-2019

SECCIÓN I. DE LOS EQUIPOS E INSTALACIONES DE RECONOCIMIENTO Y EXPLORACIÓN SUPERFICIAL

Artículo 28. Los Regulados deberán establecer un procedimiento documentado de las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial que realicen, y presentarlo cuando le sea requerido por la Agencia.

Las actividades que se deberán documentar serán al menos las siguientes:

I. Avistamientos de mamíferos marinos y/o especies protegidas enlistadas en la NOM-059-SEMARNAT-2010, o la que la modifique o sustituya;

II. Localización de los sitios para la Adquisición de Datos;

III. Tipo de Fuente de Energía Sísmica, y

IV. Valores de la intensidad de la fuente generadora.

Artículo 29. Los Regulados deberán considerar para la operación de sus equipos, y en su caso, embarcaciones, todas las condiciones y variables operativas, de acuerdo con las mejores prácticas del Sector y a lo establecido por el fabricante. Se deberán instalar los equipos conforme a las especificaciones y las recomendaciones del fabricante, tomando en consideración las recomendaciones derivadas del Análisis de Riesgo.

Artículo reformado DOF 07-06-2019

Artículo 30. Los Regulados deberán contar con los mecanismos para la administración de Riesgos e Impactos en las operaciones de Reconocimiento y Exploración Superficial y deberán identificar los principales aspectos asociados con esta actividad, incluyendo por lo menos, los impactos tales como el ruido, la vibración, generación de polvo y/o movimiento vehicular.

Artículo 31. Los Regulados deberán contar con las hojas de datos de seguridad de los materiales peligrosos utilizados en las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, las cuales deberán ser legibles y

fácilmente identificables en todo momento para efectos de la operación y en su caso, para la Supervisión por parte de la Agencia.

Artículo 32. Los Regulados deberán considerar un espaciamiento mínimo entre los vehículos que lleven a cabo las actividades de sísmica terrestre, tomando en consideración la configuración del convoy, la regulación que resulte aplicable y las mejores prácticas.

Artículo reformado DOF 07-06-2019

SECCIÓN II. DE LAS ACCIONES PREVIAS A LAS ACTIVIDADES DE RECONOCIMIENTO Y EXPLORACIÓN SUPERFICIAL

Artículo 33. Los Regulados deberán contar con un mecanismo para detectar la presencia de especies protegidas enlistadas en la NOM-059-SEMARNAT-2010, o la que la modifique o sustituya, así como las de fauna silvestre, e implementar mecanismos de monitoreo, protección, rescate y reubicación de las especies de acuerdo con la normatividad vigente.

Artículo 34. Los Regulados deberán considerar los periodos de migración, reproducción o cría de las especies enlistadas en la NOM-059-SEMARNAT-2010, o la que la modifique o sustituya, así como las de fauna silvestre que se encuentren en el área de estudio y las medidas de mitigación a realizar durante las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, a efecto de eliminar o mitigar el daño a la flora y fauna que se pueda generar con motivo de la realización de estas actividades.

SECCIÓN III. DE LAS PROSPECCIONES SIMULTÁNEAS COSTA AFUERA

Artículo 35. Los Regulados no podrán realizar prospecciones sísmicas simultáneas cuando en las Zonas de Exclusión establecidas no se descarte la presencia de especies de los órdenes Cetácea, Testudines, Lamniformes y Orectolobiformes enlistadas en la NOM-059-SEMARNAT-2010, o la que la modifique o sustituya.

Artículo 36. Los Regulados deberán implementar el Monitoreo Acústico Pasivo, o algún otro método de detección equivalente o superior, en periodos de oscuridad, baja visibilidad como lluvia o niebla, o durante periodos en los que el estado del mar no sea propicio para la observación visual, con la finalidad de minimizar el impacto proveniente de la Fuente de Energía Sísmica.

Artículo 37. Los Regulados deberán contar en todo momento con un equipo de PSO, de tal manera que las actividades de observación se realicen durante las veinticuatro horas del día.

Artículo 38. Los PSO deberán contar con un curso oficial, reconocido nacional o internacionalmente, o con experiencia en estudios de abundancia mediante técnicas de transecto lineal.

Artículo reformado DOF 07-06-2019

Artículo 39. Todo el personal que realice las actividades propias a las de un PSO, deberá contar con el entrenamiento y capacitación en observación e identificación de especies, medición de distancias y conocimiento de los procesos aplicables al área en la que se pretenda llevar a cabo las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial marina.

Artículo 40. Los PSO requerirán la interrupción de las actividades al mando operativo, y éste a su vez a la tripulación y al equipo técnico encargado del desarrollo de las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial marina, en caso de observar alguna especie de los órdenes Cetácea, Testudines, Lamniformes y Orectolobiformes enlistada en la NOM-059-SEMARNAT-2010, o la que la modifique o sustituya, dentro de la Zona de Exclusión.

Artículo 41. El técnico PAM deberá contar con entrenamiento formal en un curso oficial, reconocido nacional o internacionalmente, y conocimientos sobre las características acústicas de las especies del área, localización de dirección y distancia del mamífero marino detectado acústicamente con el método PAM.

Artículo reformado DOF 07-06-2019

Artículo 42. 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, o las que las modifiquen o sustituyan el reporte de los registros de avistamientos de los órdenes Cetácea, Testudines, Lamniformes y Orectolobiformes especies enlistadas en la NOM-059-SEMARNAT-2010, o la que la modifique o sustituya.

El reporte deberá contener al menos los siguientes elementos:

I. Ubicación y fecha donde se llevaron a cabo las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial marina;

II. Especie observada;

III. Condiciones climatológicas;

IV. Duración del avistamiento de la especie e indicación de si estuvo dentro de la Zona de Exclusión;

V. Número total de las fuentes emisoras de energía;

VI. Naturaleza de la frecuencia de la descarga de los pistones neumáticos de arrastre (en Hz), la intensidad de la Fuente de Energía Sísmica (en dB re. 1μPa) y el intervalo de disparo (en segundos), en el caso que aplique;

VII. Número y tipo de embarcaciones que participan en las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial marina;

VIII. Registro de los disparos de los pistones neumáticos (fechas, tiempo de inicio y finalización de actividad) en el caso que aplique;

IX. Registro de los cambios de turnos de observación o detección acústica pasiva (número de observadores, número de equipos, PSO/PAM, duración de turnos), y

X. Problemática encontrada durante el avistamiento (incluidos los casos de incumplimiento de las directrices) y registro de activación o implementación de medidas de mitigación propuestas al equipo de prospección, incluyendo una descripción detallada de los resultados de dichas implementaciones.

SECCIÓN IV. DE LAS ÁREAS DE AMORTIGUAMIENTO Y ZONAS DE EXCLUSIÓN COSTA AFUERA

Artículo 43. Los Regulados deberán establecer un perímetro de atenuación alrededor de las Áreas Naturales Protegidas, en los casos en que la actividad se realice en zonas adyacentes a dichas áreas. El perímetro de atenuación se determinará por medio del Análisis de Riesgo de las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial.

Artículo reformado DOF 07-06-2019

Artículo 44. Los Regulados deberán definir una Zona de Exclusión antes de la activación de las Fuentes de Energía Sísmica, la cual deberá mantenerse hasta la finalización de la adquisición de datos por la posible presencia de especies de los órdenes Cetácea, Testudines, Lamniformes y Orectolobiformes enlistadas en la NOM-059-SEMARNAT-2010, o la que la modifique o sustituya. La dimensión de esta área deberá ser definida por modelización acústica, basada en el tipo de fuente, nivel de la fuente propuesta y las condiciones ambientales del área a prospectar. Dicho modelo deberá considerar propiedades geoacústicas del fondo marino, propiedades físicas del agua (temperatura, salinidad y viscosidad), profundidad y características de la fuente acústica (intensidad, número de Fuentes de Energía Sísmica y geometría del arrastre) como parámetros mínimos para obtener predicciones razonables.

Artículo 45. En los casos en que los Regulados no definan la Zona de Exclusión mediante modelización acústica, deberán definirla a una distancia radial de dos mil metros como mínimo, partiendo desde el punto central de la Fuente de Energía Sísmica.

Artículo 46. En caso de observar dentro de la Zona de Exclusión especies de los órdenes Cetácea, Testudines, Lamniformes y Orectolobiformes enlistadas en la NOM-059-SEMARNAT-2010, o la que la modifique o sustituya, la Fuente de Energía Sísmica deberá ser desactivada durante un periodo de tiempo apropiado, de acuerdo a las mejores prácticas. El reinicio de las actividades deberá realizarse gradualmente una vez que no se detecten las especies protegidas en la Zona de Exclusión.

SECCIÓN V. DE LAS MEDIDAS DE PROTECCIÓN AMBIENTAL PARA LAS ACTIVIDADES DE RECONOCIMIENTO Y EXPLORACIÓN SUPERFICIAL EN ÁREAS TERRESTRES

Artículo 47. Los Regulados deberán aprovechar los caminos y brechas pre-existentes, y únicamente podrán construir caminos de acceso en donde no existan caminos previos que lleguen a la zona de las actividades.

Artículo 48. Los Regulados deberán adecuar los caminos existentes no habilitados para el tránsito de vehículos, considerando las características de éstos y las cargas transportadas.

Artículo 49. Los Regulados deberán realizar la eliminación de vegetación para el aclareo de las brechas por medios mecánicos o manuales. Se prohíbe el uso de agroquímicos y quema para realizar la eliminación de vegetación en las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial terrestre.

Artículo 50. Los Regulados deberán privilegiar la conservación de organismos vegetales que posean un diámetro correspondiente a la edad adulta de la especie a una altura medida desde el suelo de un metro con cincuenta centímetros.

Se deberán privilegiar métodos como el amarre de vegetación para lograr la apertura requerida y, en su defecto, poda moderada. Para la modificación de la cobertura vegetal deberá considerarse al menos lo siguiente:

I. Se prohíbe el corte de la vegetación terrestre asociada a ríos y a la protección de cauces, especialmente en los nacimientos de agua, y

II. Mantener un registro fotográfico durante el ciclo de vida del Proyecto para documentar el cambio en la cobertura vegetal y presentarlo cuando sea requerido por la Agencia.

Artículo 51. Los Regulados deberán triturar e incorporar al suelo los residuos orgánicos resultantes de las actividades de preparación del sitio o, en su caso, podrán utilizarlos en las actividades de nivelación siempre que no se afecte la cobertura vegetal. Se prohíbe la quema de los residuos orgánicos.

Artículo 52. Para el acondicionamiento de líneas sísmicas, los Regulados deberán considerar una distancia de protección a los Acuíferos, manantiales, ríos, arroyos, canales y vasos de captación, con base en la memoria de cálculo y el Análisis de Riesgo de las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial.

Artículo reformado DOF 07-06-2019

Artículo 53. Los Regulados deberán implementar mecanismos para la incorporación de las mejores prácticas en el uso de materiales explosivos empleados en las operaciones de Reconocimiento y Exploración Superficial terrestre, en cantidad y composición que permitan minimizar los efectos adversos a la seguridad de las personas y al medio ambiente.

Artículo 54. Al término de las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial terrestre, los Regulados deberán restaurar el área y zonas aledañas que hayan resultado afectadas, a condiciones similares a las prevalecientes en las áreas adyacentes, o que propicien la continuidad de los procesos naturales.

Artículo reformado DOF 07-06-2019

CAPÍTULO VI
DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS COSTA AFUERA

Artículo 55. DEROGADO

Artículo derogado DOF 07-06-2019

Artículo 56. DEROGADO

Artículo derogado DOF 07-06-2019

SECCIÓN I: DE LA SELECCIÓN DEL SITIO

Artículo 57. Los Regulados deberán seleccionar el sitio para la realización de las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos tomando en cuenta los resultados obtenidos en el Análisis de Riesgo, así como los resolutivos en materia de impacto ambiental.

Artículo reformado DOF 07-06-2019

Artículo 58. En la selección del sitio de Perforación, los Regulados deberán considerar las Áreas Ambientalmente Sensibles que pudieran ser afectadas, tomando en cuenta los resultados obtenidos en el Análisis de Riesgo, así como los resolutivos en materia de impacto ambiental.

Artículo reformado DOF 07-06-2019

SECCIÓN II: MOVIMIENTO E INSTALACIÓN DE EQUIPOS
Subsección II.A: Del Movimiento de Instalaciones

Artículo 59. Los Regulados deberán contar con mecanismos para la mitigación de Riesgos en las operaciones de transporte y movimiento de embarcaciones, considerando para su elaboración al menos los elementos siguientes:

I. Infraestructura, equipos nuevos y pre-existentes en la zona;

II. Incluir los requisitos mínimos necesarios para realizar el movimiento de una unidad de Perforación de un lugar de la plataforma a otro de forma segura;

Fracción reformada DOF 07-06-2019

III. Impedimentos batimétricos;

IV. Distancia mínima entre embarcaciones de acuerdo a la normatividad vigente en materia de navegación, y

V. Otras, consideradas relevantes por los Regulados.

Artículo 60. Los Regulados deberán registrar en una bitácora el movimiento o cambio de coordenadas de los equipos de Perforación o Reparación Mayor, incluyendo las MODU (unidades móviles de Perforación costa afuera, por sus siglas en inglés, *Mobile Offshore Drilling Units*) y plataformas fijas de Perforación. Dicho registro deberá realizarse en cualquiera de las siguientes circunstancias:

Párrafo reformado DOF 07-06-2019

I. La llegada de una MODU a una localización;

II. El movimiento de un equipo de Perforación a una plataforma;

III. El movimiento de una plataforma de Perforación a otra localización;

IV. El movimiento de una MODU a otra localización;

V. El cambio de una MODU por otra en una misma localización, y

VI. La salida de una MODU de una localización.

Los Regulados deberán mantener disponible la bitácora en sitio, para cuando sea requerida por la Agencia.

Párrafo adicionado DOF 07-06-2019

Artículo 60 BIS. Los Regulados deberán presentar a la Agencia en forma física o electrónica, el Aviso de Inicio de instalación de plataforma fija para la Extracción, al menos diez días hábiles previo al inicio de la instalación, de conformidad con el formato FF-ASEA-038; adjuntando los documentos siguientes:

I. Declaración bajo protesta de decir verdad firmada por el representante legal del Regulado, en la que manifieste que cuenta con todas las certificaciones aplicables, así como el debido cumplimiento establecido por otras dependencias;

II. Análisis de Riesgo de las actividades que se realizarán para la instalación, y operación de la plataforma fija para la Extracción, así como los Riesgos propios y los generados en el entorno por las operaciones realizadas, por contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores del Regulado;

III. Diseño final de la plataforma fija para la Extracción, y

IV. Programa final de instalación de la plataforma fija para la Extracción.

Artículo adicionado DOF 07-06-2019

Subsección II.B: De las Unidades Móviles de Perforación Costa Afuera

Artículo 61. Los Regulados deberán mantener disponible para cuando sea requerido por la Agencia, los planes de diseño, fabricación, montaje, uso, mantenimiento, inspección y verificación de las MODU que utilizarán en la Perforación o Reparación Mayor de Pozos, y deberán acompañarse de la siguiente información:

Párrafo reformado DOF 07-06-2019

I. Resumen sobre el diseño de ingeniería:
- **a)** Información sobre cargas y resistencias;
- **b)** Información sobre manufactura, construcción, y composición de los materiales;
- **c)** Disposiciones para la protección de materiales, resistencia al fuego y químicos, y protección contra la corrosión;
- **d)** Medidas para preservar la integridad estructural;
- **e)** Consideraciones para la suspensión y movimiento de equipos, y

Inciso reformado DOF 07-06-2019

- **f)** Actividad operacional anticipada.

II. El propósito de las Instalaciones:
- **a)** Ruta de las Instalaciones;
- **b)** Equipos e instrumentos de medición y registro de datos operacionales y medioambientales relevantes para las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos;
- **c)** Alojamiento para el personal residente, considerando las entradas y salidas;
- **d)** Refugios temporales, puntos de encuentro, y áreas seguras para su uso por parte del personal durante Emergencias, como también rutas de escape idóneas;
- **e)** Medidas de control técnico, incluyendo Barreras físicas contra Peligros;
- **f)** Consideraciones para la suspensión y movimiento de equipos, y

Inciso reformada DOF 07-06-2019

- **g)** Mecanismos para revisión y verificación independiente de la estructura.

Artículo 62. Los diseños de las MODU deberán procurar la estabilidad de la plataforma, incluyendo el control del peso y los mecanismos de contingencia para la recuperación de la estabilidad de la misma.

Artículo 63. Los Regulados deberán utilizar diseños para el anclaje, amarre y posicionamiento que permitan que la MODU mantenga su posición, permitiendo su movimiento durante Emergencias.

Artículo 64. Los Regulados deberán cumplir con el código MODU vigente de la Organización Marítima Internacional.

Artículo 65. Todas las Instalaciones deberán estar ubicadas a una distancia segura de otras Instalaciones, estructuras, ayudas de navegación, Áreas Ambientalmente Sensibles y especies vulnerables, tomando como base los resultados del Análisis de Riesgo. Los Regulados deberán consultar a los propietarios de otras Instalaciones y estructuras vecinas, para coordinarse con ellos y garantizar el posicionamiento seguro de las mismas.

Artículo reformado DOF 07-06-2019

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

Artículo 66. Los Regulados deberán verificar la Integridad Mecánica de sus Instalaciones en la construcción, operación y mantenimiento, utilizadas para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

Artículo reformado DOF 07-06-2019

Artículo 67. Los Regulados deberán considerar para el diseño y construcción de las Instalaciones, todas las condiciones y variables operativas, de acuerdo con las mejores prácticas de la industria.

Se deberán instalar y operar los equipos e Instalaciones conforme a los parámetros de diseño, las especificaciones y las recomendaciones del fabricante, tomando en consideración las recomendaciones derivadas del Análisis de Riesgo.

Artículo reformado DOF 07-06-2019

Artículo 68. 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 69. Los Regulados deberán utilizar plataformas e Instalaciones diseñadas para soportar las condiciones específicas de la zona donde realizarán sus operaciones, considerando al menos los elementos siguientes:

I. Localización específica de la Plataforma;

II. Condiciones operativas, climatológicas y oceanográficas que pueda soportar la Plataforma;

III. Condiciones operativas, climatológicas y oceanográficas más adversas que se esperan en la zona donde operará la Plataforma, e

IV. Historial de mantenimiento de la Plataforma y las condiciones críticas de operación a las que ha sido sometida.

Los Regulados deberán considerar los registros históricos de Incidentes y Accidentes de la Plataforma, así como de las condiciones climatológicas en la zona de operaciones.

Artículo 70. Los Regulados deberán contar con un centro de monitoreo ubicado en tierra para dar seguimiento a las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

Artículo 71. Los Regulados deberán implementar y mantener un sistema de monitoreo remoto, que les permita contar con la información sobre las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos. El sistema de monitoreo deberá permitir, por lo menos, la transferencia de información de lo siguiente:

Párrafo reformado DOF 07-06-2019

I. Parámetros de las actividades de Perforación, Prueba de Producción, Terminación, Mantenimiento de Pozos y Taponamiento; para facilitar el correcto funcionamiento de los equipos;

Fracción reformada DOF 07-06-2019

II. Alertas y alarmas de parámetros fuera de rango y estados de Emergencia que se activen en los equipos;

III. Comunicación entre las Instalaciones y el centro de monitoreo, y

Fracción reformada DOF 07-06-2019

IV. Registro histórico de las condiciones operativas y de 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 72. 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 en el centro de monitoreo remoto en tierra.

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 73. 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 74. 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 75. Los Regulados deberán establecer mecanismos y procedimientos para mantener la continuidad y confiabilidad de los procesos operativos de los Pozos.

Artículo 76. Los Regulados deberán cerciorarse que se encuentren 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.

Artículo 77. Los Regulados deberán conservar la información de los diseños de conexiones de Líneas de Descarga submarinas para el caso de que sea requerida por la Agencia.

Artículo 78. Los Regulados deberán verificar la Integridad Mecánica de las FPSOs u otros artefactos navales, que tengan como propósito la Extracción de Hidrocarburos, a fin de garantizar la Seguridad Industrial y Seguridad Operativa en las etapas de diseño, construcción, operación y mantenimiento.

Párrafo reformado DOF 07-06-2019

Las FPSOs, incluyendo los sistemas y Equipos Críticos de seguridad, deberán cumplir con los criterios mínimos de diseño, fabricación, construcción, instalación, operación y mantenimiento establecidos por una Sociedad Clasificadora.

Para la selección de la FPSO los Regulados tendrán que tomar en cuenta por lo menos los siguientes factores:

I. Consideraciones metocéanicas;

II. Plano del sitio;

III. Características de los Hidrocarburos;

IV. Sistemas de elevadores y torretas;

V. Vida útil;

VI. Criterios de diseño del casco, y

VII. Daños por colisiones y escenarios de impacto.

Artículo 78 BIS. Para la Construcción de Pozos, los Regulados deberán presentar a la Agencia en forma física o electrónica:

I. El Aviso de Inicio de la Construcción de Pozo, al menos cinco días hábiles previo al inicio de la Construcción de Pozo, de conformidad con el formato FF-ASEA-038; adjuntando lo siguiente:

a) Para Pozos Exploratorios costa afuera, Pozos de Desarrollo en Aguas Profundas y Ultraprofundas;

i. Dictamen Técnico emitido por un Tercero Autorizado en el que conste que la ingeniería de detalle del Pozo es acorde con la normatividad aplicable y las mejores prácticas;

ii. Dictamen Técnico emitido por un Tercero Autorizado del Análisis de Riesgo de la Construcción del Pozo y la ingeniería de detalle del Pozo que incluya aquellos Riesgos propios y los generados por las actividades realizadas por contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores del Regulado;

iii. Para Pozos que cuenten con cabezal y preventores submarinos, adjuntar el análisis estático y dinámico del riser;

iv. Diseño final de la Perforación y Terminación del Pozo, y

v. Ingeniería conceptual o básica de la Perforación de uno o dos Pozos de Alivio, según aplique tomando en consideración los Análisis de Riesgo asociados al sitio donde se ubicarán, así como los Riesgos propios de la operación de éstos.

b) Para Pozos Modelo;

i. Dictamen Técnico emitido por un Tercero Autorizado en el que conste que la ingeniería de detalle del Pozo es acorde con la normatividad aplicable y las mejores prácticas;

ii. Dictamen Técnico emitido por un Tercero Autorizado del Análisis de Riesgo de la Construcción del Pozo y la ingeniería de detalle del Pozo que incluya aquellos Riesgos propios y los generados por las actividades realizadas por contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores del Regulado;

iii. Diseño final de la Perforación y Terminación del Pozo, y

iv. Documento donde se indique el número de Pozos que se perforarán con el mismo modelo de diseño del Pozo Modelo; ubicaciones, nomenclatura, identificación y clasificación.

c) Para Pozos que siguen el mismo modelo de diseño de un Pozo Modelo;

i. Declaración bajo protesta de decir verdad firmada por el representante legal del Regulado, en la que manifieste que la ingeniería de detalle del Pozo es acorde con la normatividad aplicable y las mejores prácticas; y que el Análisis de Riesgo de la Construcción del Pozo y la ingeniería de detalle del Pozo incluye aquellos Riesgos propios, y los generados por las actividades realizadas por contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores del Regulado, y

ii. Nombre del Pozo Modelo, que tomaron como modelo de diseño.

d) Para Pozos de Desarrollo en Aguas Someras, Pozos para almacenamiento de Hidrocarburos, Inyectores perforados de manera específica para coadyuvar en la producción de Hidrocarburos;

i. Declaración bajo protesta de decir verdad firmada por el representante legal del Regulado, en la que manifieste que la ingeniería de detalle del Pozo es acorde con la normatividad aplicable y las mejores prácticas; y que el Análisis de Riesgo de la Construcción del Pozo y la ingeniería de detalle del Pozo incluye aquellos Riesgos propios y los generados por las actividades realizadas por contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores del Regulado;

ii. Análisis de Riesgo de la Construcción del Pozo y la ingeniería de detalle del Pozo, que incluyan aquellos Riesgos propios y los generados por las actividades realizadas por contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores del Regulado, y

iii. Diseño final de la Perforación y Terminación del Pozo.

e) Para Pozo Alterno, que mantiene el mismo Diseño del Pozo inicial;

i. Declaración bajo protesta de decir verdad firmada por el representante legal del Regulado, en la que manifieste que la ingeniería de detalle del Pozo es acorde con la normatividad aplicable y las mejores prácticas; y que el Análisis de Riesgo de la Construcción del Pozo y la ingeniería de detalle del Pozo incluye aquellos Riesgos propios, y los generados por las actividades realizadas por contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores del Regulado, y

ii. Nombre del Pozo inicial, que tomaron como modelo de diseño.

II. El Aviso de Conclusión de Construcción de Pozos, dentro de los treinta días hábiles posteriores a la conclusión de la Construcción de Pozos, de conformidad con el formato FF-ASEA-039**;** adjuntando lo siguiente:

a) Informe detallado de la Construcción del Pozo, que deberá incluir, al menos, la siguiente información:

i. Análisis comparativo de lo programado contra lo real, de las siguientes operaciones:

a. Perforación, y

b. Terminación, incluyendo la Estimulación y las Pruebas de Producción (cuando aplique).

ii. Estado mecánico final;

iii. En el caso de que el Pozo resulte taponado como parte de la Construcción del Pozo, deberán entregar el reporte detallado de la conclusión del Taponamiento, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 154 BIS, y

iv. Evidencia de atención a las recomendaciones del Análisis de Riesgo de la ingeniería de detalle.

Artículo adicionado DOF 07-06-2019

Artículo 78 TER. El Aviso de Inicio de Reparación Mayor deberá presentarse, al menos, en los siguientes casos:

I. Cambio o incorporación de intervalo productor;

II. Reentradas a partir de un Pozo existente, y

III. Profundizaciones en busca de nuevos objetivos.

Artículo adicionado DOF 07-06-2019

Artículo 78 QUATER. Los Regulados deberán presentar a la Agencia en forma física o electrónica, el Aviso de Inicio de Reparación Mayor, al menos cinco días hábiles previo a su inicio, precisando el tipo de Reparación Mayor, de conformidad con el formato FF-ASEA-038; adjuntando lo siguiente:

I. Declaración bajo protesta de decir verdad firmada por el representante legal del Regulado, en la que manifieste que el Análisis de Riesgo de la ingeniería de detalle de la Reparación Mayor del Pozo, incluye aquellos Riesgos propios y los generados por las operaciones realizadas por contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores del Regulado;

II. Análisis de Riesgo de la ingeniería de detalle de la Reparación Mayor del Pozo, que incluyan aquellos Riesgos propios y los generados por las operaciones realizadas por contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores del Regulado;

III. Diseño final de la Reparación Mayor, y

IV. Fecha estimada del inicio de producción del Pozo.

Previo al inicio de la Reparación Mayor de Pozos, los Regulados deberán verificar la Integridad Mecánica del Pozo y mantener disponible la evidencia documental en sitio para cuando sea requerida por la Agencia.

Artículo adicionado DOF 07-06-2019

SECCIÓN IV: DE LA PERFORACIÓN

Artículo 79. Los Regulados deberán implementar mecanismos y contar con los sistemas instrumentados de control y equipos de seguridad necesarios para la detección, preparación de equipos y respuesta oportuna ante la presencia de gases combustibles y tóxicos.

Artículo 80. Los Regulados deberán tomar todas las medidas necesarias para aislar zonas potenciales de flujo durante la construcción de Pozos, de conformidad con el estándar API 65 - Parte 2, Aislamiento de Zonas Potenciales de Flujo Durante la Construcción de Pozos, o un estándar equivalente o superior. Para estos fines, se deberán establecer Barreras claramente definidas y probadas 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.

Fracción reformada DOF 07-06-2019

Artículo 81. Los Regulados deberán seleccionar y diseñar el arreglo del Conjunto de Preventores y equipos a utilizar para el control de Pozos en las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, considerando el cumplimiento de las mejores prácticas.

Los Regulados deberán conservar la información documental del cumplimiento de las mejores prácticas sobre 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 82. Los Regulados deben realizar pruebas a los Equipos Críticos identificados en su Análisis de Riesgo, incluyendo, sin ser limitativos, el Conjunto de Preventores, el ROV (vehículo de operación remota, por sus siglas en inglés, *remotely operated vehicle*), así como la verificación de los sistemas de redundancia o secundarios con los que cuenten dichos equipos críticos y las conexiones superficiales de control de Pozos, de acuerdo con lo establecido en las recomendaciones del fabricante y considerando al menos los elementos siguientes:

Párrafo reformado DOF 07-06-2019

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, considerando las redundancias (sistema acústico, cierre con el ROV, etc.), 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 apego con las recomendaciones del fabricante y con los elementos establecidos en las fracciones I y II, no se podrá reanudar o, en su caso, se tendrá que suspender la Perforación, Prueba de Producción o Estimulación, 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 y resolver el problema, asegurando la hermeticidad de las conexiones.

Párrafo reformado DOF 07-06-2019

Artículo 83. Los Regulados deberán mantener vigentes y disponibles, para cuando la Agencia lo requiera, las certificaciones del Conjunto de Preventores y Equipos Críticos.

Artículo reformado DOF 07-06-2019

Artículo 84. Los Regulados deberán incluir en los procedimientos de verificación del Conjunto de Preventores y Equipos Críticos, al menos lo siguiente:

I. Revisión del diseño del arreglo y 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 inspección realizada, y

IV. Otros procedimientos recomendados por los fabricantes, incluyendo revisiones y actualizaciones.

Artículo 85. El Conjunto de Preventores y los componentes del sistema de prevención deberán ser diseñados, instalados, mantenidos y probados de acuerdo a las especificaciones del fabricante, para asegurar su funcionamiento así como el control del Pozo en las condiciones y máximas presiones esperadas.

Artículo 86. Los Regulados deberán elegir y utilizar la tecnología disponible para el Conjunto de Preventores 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 ser operacional durante las actividades de Perforación del Pozo;

III. El Conjunto de Preventores deberá incluir arietes de corte operados vía remota;

Fracción reformada DOF 07-06-2019

IV. El Conjunto de Preventores deberá incluir mecanismos de activación primaria y secundaria que funcionen de manera independiente;

V. El Conjunto de Preventores debe ser reconstruido y recertificado siguiendo las especificaciones del fabricante;

VI. Todos los equipos de Perforación posicionados dinámicamente deben incluir en su Conjunto de Preventores: RAMs de corte, sistema de desconexión, un sistema de estrangulación de tubo para cortar la tubería y sellar el Pozo en caso de pérdida del suministro hidráulico y de la transmisión de señal o si el conjunto de fondo del montante marino (LMRP, por sus siglas en inglés, lower marine riser package) se desengancha del Conjunto de Preventores. Estos sistemas deben estar diseñados para sellar el Pozo en noventa segundos, de acuerdo a las características y especificaciones del fabricante para este tipo de procesos;

VII. El Conjunto de Preventores y los equipos asociados deberán ser diseñados e instalados de manera tal que permita la inspección, el monitoreo, las pruebas de presión y de funcionamiento, y la verificación y la documentación de los resultados de tales pruebas. La frecuencia y los criterios de aceptación de las inspecciones y pruebas de presión y de funcionamiento serán llevadas a cabo de conformidad con las disposiciones de los presentes Lineamientos y el estándar API 53, o un estándar equivalente o superior;

VIII. El cabezal submarino del Pozo, el Conjunto de Preventores, el LMRP (por sus siglas en inglés, *lower marine riser package*), la junta flexible, los controles y los indicadores de inclinación en los sistemas submarinos serán inspeccionados por un ROV, o un sistema alternativo de cámara al menos una vez al día, siempre que las condiciones climatológicas lo permitan;

Fracción reformada DOF 07-06-2019

IX. Se realizarán inspecciones rutinarias del Conjunto de Preventores, basadas en el manual de instrucciones y boletines de ingeniería del fabricante y directrices de la industria;

Fracción reformada DOF 07-06-2019

X. Los Regulados inspeccionarán el Conjunto de Preventores conforme a un plan de trabajo que incluya los mantenimientos rutinarios, las acciones correctivas, las reparaciones y los hallazgos detectados al realizar un cambio del Conjunto de Preventores;

XI. La inspección anual del Conjunto de Preventores deberá evaluar lo siguiente:
- **a)** Los componentes del Conjunto de Preventores;
- **b)** Inspección por desgaste y corrosión de las superficies;
- **c)** Pruebas no-destructivas;
- **d)** Inspecciones visuales internas y externas;
- **e)** Dimensiones de cavidad cilíndrica;
- **f)** Remplazo de elastómeros, y
- **g)** Pruebas de presión en cámara hidráulica.

XII. Asimismo, los dispositivos de alivio de presión serán probados de acuerdo al manual del fabricante.

XIII. El Conjunto de Preventores será recertificado de acuerdo con lo establecido por el fabricante de los equipos originales, o con los estándares aplicables.

XIV. Para las pruebas funcionales del Conjunto de Preventores se deberá cumplir lo siguiente:

a) Antes de bajar el Conjunto de Preventores se realizará una prueba de función completa combinada con una prueba de presión en la plataforma de Perforación, antes de la Perforación del Pozo;
b) Cuando el Conjunto de Preventores haya sido instalado en el Pozo y la conexión con el cabezal del Pozo haya sido probada, se conducirá una prueba completa de función del sistema primario. La prueba se completará antes del inicio de toda operación del Pozo, y
c) Una vez que el Conjunto de Preventores sea instalado en el Pozo, deberán realizarse pruebas de funcionalidad sobre los componentes de control del Pozo de acuerdo con los requerimientos del proceso y lo establecido en los estándares aplicables.

XV. Para las pruebas de presión del Conjunto de Preventores se deberá cumplir lo siguiente:
a) Antes de bajar un Conjunto de Preventores submarino y siguiendo la instalación de todos los elementos de sellamiento, serán sometidos a una prueba de presión;
b) Cuando el Conjunto de Preventores esté en uso, el cuerpo del mismo y todos los elementos de sellamiento deberán ser sometidos a pruebas de presión de acuerdo a los requerimientos del proceso y lo establecido en los estándares aplicables, y
c) El Conjunto de Preventores deberá someterse a pruebas de presión después de realizar las operaciones que puedan averiar los elementos de sellamiento, tales como desconexiones o reparaciones de cualquier sello de contención de presión en el Conjunto de Preventores, la línea o tubo de estrangulación, o el cabezal del Pozo, pero limitándose al componente afectado.

Artículo 87. Los Regulados deberán adoptar el estándar API STD 53, Sistema de Prevención de Reventón para Perforación de Pozos, o un estándar equivalente o superior.

Artículo 88. Todas las Instalaciones de producción en plataformas deberán contar con un sistema de seguridad básico y auxiliar, diseñado, analizado, instalado, probado y mantenido en condiciones operativas de conformidad con el estándar API RP 14C, o uno equivalente o superior.

SECCIÓN V: DE LA TERMINACIÓN DE POZOS

Artículo 89. Los Regulados deberán realizar las operaciones de Terminación de Pozos de tal forma que eviten los daños a las personas, al medio ambiente y las Instalaciones.

Artículo 90. El traslado o movimiento de plataformas de Terminación de Pozos y equipo relacionado, incluyendo el armado y desarmado de equipo de Perforación, deberá llevarse a cabo conforme a las mejores prácticas para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos costa afuera.

Antes de relocalizar la plataforma de Terminación de Pozos y el equipo relacionado, todos los Pozos dentro de un conjunto de cabezales que sean capaces de producir Hidrocarburos deberán poder cerrarse en el lecho marino, desde la superficie.

Siempre que el control de superficie se encuentre fuera de operación, se podrá utilizar una válvula de seguridad de subsuelo controlada desde la superficie. El Pozo de donde se mueva la plataforma de Terminación de Pozos y el equipo relacionado también deberá estar equipado con una válvula de contrapresión antes de quitar el Conjunto de Preventores e instalar el aparejo de conexión.

Artículo 91. Cuando se lleven a cabo las operaciones de Terminación de Pozos en la plataforma donde se encuentren otros Pozos productores de Hidrocarburos u otros flujos de Hidrocarburos, se deberá instalar un sistema de corte de Emergencia (ESD, por sus siglas en inglés, Emergency Shut Down) que sea controlado manualmente desde una estación cercana a la consola del jefe de cuadrilla.

Artículo 92. Los Regulados deberán elegir, diseñar, instalar, utilizar y mantener el equipo de Terminación para la plataforma, de modo que esta pueda soportar las condiciones de trabajo que pudieren presentarse durante las operaciones propuestas. Antes de instalar el equipo de Terminación de Pozo en la plataforma, los Regulados deberán determinar si la capacidad estructural de la plataforma es capaz de soportar las operaciones propuestas de forma segura, tomando en consideración el historial de la plataforma en relación a corrosión, antigüedad y deterioro de la misma.

Artículo 93. Los Regulados deberán instalar los siguientes equipos de seguridad y prevención de contaminación en las áreas costa afuera:

I. Válvulas de seguridad superficiales;

II. Válvulas de cierre en embarcaciones (boarding shutdown valves);

III. Válvulas de seguridad submarinas, y

IV. Válvulas de seguridad de subsuelo (SSSV, por sus siglas en inglés).

Cada equipo de seguridad instalado por debajo del lecho marino deberá estar diseñado para funcionar y cerrar en las condiciones más extremas de temperatura, presión, caudales y condiciones ambientales. Todas las válvulas de seguridad, superficiales, submarinas y de cierre en embarcación deberán cumplir con las especificaciones contenidas en los estándares ANSI/API 6A y API 6AV1, o equivalente o superior.

Los dispositivos de seguridad por debajo del lecho marino, que incluyen válvulas de seguridad subsuperficial operadas desde la superficie o el subsuelo, válvulas de inyección y/o tapones para tubería, deberán cubrir las especificaciones contenidas en las recomendaciones ANSI/API 14A y ANSI/API 14B, o equivalentes o superiores.

Artículo 94. Los Regulados deberán instalar dispositivos de seguridad por debajo del lecho marino que corten el flujo del Pozo en caso de una Emergencia. De igual forma, deberán instalar acoplamientos de flujo o niples de asiento, encima y debajo de los dispositivos de seguridad instalados por debajo del lecho marino.

Artículo 95. Todas las Instalaciones de tubería deberán contar con una válvula de seguridad subsuperficial controlada desde la superficie, excepto bajo las siguientes circunstancias:

I. Cuando una válvula de seguridad subsuperficial sea inoperable y no pueda ser reparada sin removerla del aparejo, se deberá utilizar la válvula superficial de respaldo;

II. Terminaciones de Pozos de inyección que no tienen aporte de fluidos a superficie, o

III. Cuando el Pozo no sea capaz de fluir naturalmente y sea necesario un sistema artificial de producción.

Artículo 96. Los dispositivos de seguridad instalados por debajo del lecho marino, podrán ser removidos temporalmente para operaciones rutinarias sin autorización, por un periodo que no exceda quince días naturales.

Artículo 97. El sistema de control para las válvulas de seguridad subsuperficiales deberá ser una parte integral del sistema de cierre de Emergencia, que podrá ser activado manualmente en la plataforma o vía remota. Las válvulas de seguridad subsuperficiales controladas desde la superficie deberán responder tanto a las señales de cierre del sistema de cierre de Emergencia como a los dispositivos de detección de incendios.

Artículo 98. Las válvulas de seguridad subsuperficial deberán ser instaladas a una profundidad de al menos treinta metros debajo de la línea de retorno de lodos, excepto cuando existan condiciones inestables en el fondo marino, problemas de incrustación de parafinas o formaciones de hidratos de metano.

Artículo 99. Los Regulados deberán mantener disponible en sitio, para cuando sea requerido por la Agencia, el listado y diseño de los equipos de seguridad y prevención de contaminación.

Artículo reformado DOF 07-06-2019

SECCIÓN VI: DE LA ESTIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

Artículo 100. Previo al inicio de las operaciones de Estimulación o Fracturamiento, los Regulados deberán verificar la Integridad Mecánica del Pozo, adicionalmente deberán mantener disponible la información siguiente en sitio, para cuando sea requerida por la Agencia,

Párrafo reformado DOF 07-06-2019

I. Programa de la Estimulación, que contenga al menos;
- **a)** Condiciones iniciales del Pozo (Presión, gasto, diámetro del estrangulador);
- **b)** Intervalos a estimular, y
- **c)** Listado de aditivos y volumen a emplear.

Fracción adicionada DOF 07-06-2019

II. Los resultados de la extensión de la fractura con base en la simulación, para el caso de Fracturamiento;

Fracción adicionada DOF 07-06-2019

III. Verificar y demostrar que las tuberías resistirán la presión máxima durante las operaciones de Fracturamiento;

Fracción adicionada DOF 07-06-2019

IV. Listado de materiales y equipos a utilizar en la Estimulación;

Fracción adicionada DOF 07-06-2019

V. Verificar y demostrar la Integridad Mecánica del Pozo, y

Fracción adicionada DOF 07-06-2019

VI. Hojas de seguridad de materiales donde reporten el tipo de aditivos, así como el volumen utilizado y el manejo de fluidos recuperados.

Fracción adicionada DOF 07-06-2019

Artículo 101. El manejo y almacenamiento de los aditivos y sustentantes para la formulación de los fluidos para estimular o fracturar el Yacimiento deberán realizarse de acuerdo con la normatividad aplicable y las mejores prácticas para su manejo.

Artículo reformado DOF 07-06-2019

Artículo 102. Los Regulados deberán implementar mecanismos para la incorporación de las mejores prácticas en el uso de aditivos en los fluidos empleados en la Estimulación de Yacimientos, en cantidad y composición, para minimizar los Peligros a la integridad física de las personas y el medio ambiente.

Artículo 103. Los Regulados deberán contar con una bitácora foliada de la operación de Estimulación o Fracturamiento donde deberán registrar por cada etapa, el volumen de fluido empleado y sus componentes, así como la presión y otros parámetros de bombeo.

SECCIÓN VII: MANEJO DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN

Artículo 104. Los Regulados deberán identificar y conservar información sobre la composición y propiedades de los fluidos de Perforación y sobre el sistema de manejo de fluidos empleado en las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, 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 para el control de la presión de la formación en el interior del Pozo;

III. Los aspectos de seguridad del sistema de manejo de fluidos de Perforación;

IV. Los mecanismos del sistema de manejo para la protección a las personas, y

V. Los requisitos de desempeño del sistema mencionado en condiciones normales y de Emergencia.

Artículo 105. Los Regulados deberán conducir 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 presentados a la Agencia cuando ésta los solicite. Cualquier acción correctiva identificada durante las pruebas deberá implementarse antes de continuar la Perforación.

Artículo 106. Los Regulados deberán clasificar las áreas de manejo de los fluidos de Perforación de conformidad con las mejores prácticas, como el IEC 60079 o un estándar equivalente o superior. Dichas áreas deberán estar provistas 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 adecuada;

III. Detectores de gas y alarmas, excepto en las áreas abiertas donde medios naturales proveen la ventilación adecuada;

IV. Equipo eléctrico a prueba de explosiones o presurizado para prevenir la ignición de gases explosivos, y

V. Alarmas que se activen cuando el sistema mecánico de ventilación falle.

SECCIÓN VIII: DE LA ATENCIÓN DE EMERGENCIAS POR DERRAMES COSTA AFUERA

Artículo 107. En casos de Emergencias costa afuera que impliquen derrames de Hidrocarburos, los Regulados deberán cumplir con lo establecido en el Plan Nacional de Contingencia para Derrames de Hidrocarburos y Substancias Nocivas Potencialmente Peligrosas en Zonas Marinas Mexicanas, o aquél que lo modifique o substituya, emitido por la Secretaría de Marina.

Artículo 108. En casos de Emergencias costa afuera donde se autorice el uso de dispersantes químicos, los Regulados deberán documentar el manejo y las condiciones bajo las cuales fueron utilizados y presentar esta información a la Agencia cuando ésta la requiera.

CAPÍTULO VII
DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN ÁREAS TERRESTRES

Artículo 109. DEROGADO

Artículo derogado DOF 07-06-2019

Artículo 110. DEROGADO

Artículo derogado DOF 07-06-2019

SECCIÓN I: DE LA SELECCIÓN DEL SITIO

Artículo 111. La Perforación de los Pozos, localizaciones y vías de acceso deberán 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 necesarias, tomando en cuenta los resultados del Análisis de Riesgo realizado para esta actividad así como los resolutivos en materia de impacto ambiental. Se deberá privilegiar la concentración del mayor número de Pozos técnicamente posible dentro de la misma localización.

Artículo reformado DOF 07-06-2019

Artículo 112. En la selección del sitio de Perforación los Regulados deberán considerar Áreas Ambientalmente Sensibles y los núcleos de población cercanos que pudieran ser afectados, tomando como base los resultados del Análisis de Riesgo.

Artículo reformado DOF 07-06-2019

Artículo 113. 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 114. Los Regulados deberán llevar a cabo la planeación para realizar el traslado del equipo de Perforación y/o Reparación Mayor. El plan de traslado del equipo deberá estar disponible para cuando sea requerido por la Agencia y deberá contener, por lo menos, lo siguiente:

Párrafo reformado DOF 07-06-2019

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 a un límite técnico los Impactos ambientales tales como el ruido, la vibración, generación de polvo y/o movimiento vehicular.

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

Artículo 115. Los Regulados deberán verificar la Integridad Mecánica de sus Instalaciones en las etapas de construcción, operación y mantenimiento, utilizadas para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

Artículo reformado DOF 07-06-2019

Artículo 116. Los Regulados deberán considerar para el diseño y construcción de las Instalaciones, todas las condiciones y variables operativas, de acuerdo con las mejores prácticas de la industria.

Se deberán instalar y operar los equipos e Instalaciones conforme a los parámetros de diseño, las especificaciones y las recomendaciones del fabricante, tomando en consideración las recomendaciones derivadas del Análisis de Riesgo.

Artículo reformado DOF 07-06-2019

Artículo 117. 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 118. Los Regulados deberán implementar y mantener un sistema que les permita contar con la información sobre la Perforación, Prueba de Producción, Terminación y Mantenimiento de Pozos. El sistema deberá permitir, sin ser limitativo, el monitoreo de información sobre lo siguiente:

Párrafo reformado DOF 07-06-2019

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.

Artículo 118 BIS. Para la Construcción de Pozos, los Regulados deberán presentar a la Agencia en forma física o electrónica:

I. El Aviso de Inicio de Construcción de Pozo, al menos cinco días hábiles previo al inicio de la Construcción de Pozo, de conformidad con el formato FF-ASEA-038**;** adjuntando lo siguiente:

a) Pozos Exploratorios en áreas terrestres;

i. Dictamen Técnico emitido por un Tercero Autorizado en el que conste que la ingeniería de detalle del Pozo es acorde con la normatividad aplicable y las mejores prácticas;

ii. Dictamen Técnico emitido por un Tercero Autorizado del Análisis de Riesgo de la Construcción del Pozo y la ingeniería de detalle del Pozo, que incluya aquellos Riesgos propios y los generados por las actividades realizadas por contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores del Regulado;

iii. Diseño final de la Perforación y Terminación del Pozo, y

iv. Ingeniería conceptual o básica de la Perforación de uno o dos Pozos de Alivio, según aplique tomando en consideración los Análisis de Riesgo asociados al sitio donde se ubicarán, así como los Riesgos propios de la operación de éstos.

b) Para los Pozos Modelo;

i. Dictamen Técnico emitido por un Tercero Autorizado en el que conste que la ingeniería de detalle del Pozo es acorde con la normatividad aplicable y las mejores prácticas;

ii. Dictamen Técnico emitido por un Tercero Autorizado del Análisis de Riesgo de la Construcción del Pozo y la ingeniería de detalle del Pozo, que incluya aquellos Riesgos propios y los generados por las actividades realizadas por contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores del Regulado;

iii. Diseño final de la Perforación y Terminación del Pozo, y

iv. Documento donde se indique el número de Pozos que se perforarán con el mismo modelo de diseño del Pozo Modelo; ubicaciones, nomenclatura, identificación y clasificación.

c) Para Pozos que siguen el mismo modelo de diseño de un Pozo Modelo;

i. Declaración bajo protesta de decir verdad firmada por el representante legal del Regulado, en la que manifieste que la ingeniería de detalle del Pozo es acorde con la normatividad aplicable y las mejores prácticas; y que el Análisis de Riesgo de la Construcción del Pozo y la ingeniería de detalle del Pozo incluye aquellos Riesgos propios y los generados por las actividades realizadas por contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores del Regulado, y

ii. Nombre del Pozo Modelo, que tomaron como modelo de diseño.

d) Para Pozos de Desarrollo en áreas terrestres, Pozos para almacenamiento de Hidrocarburos, e Inyectores perforados de manera específica para coadyuvar en la producción de Hidrocarburos;

i. Declaración bajo protesta de decir verdad firmada por el representante legal del Regulado, en la que manifieste que la ingeniería de detalle del Pozo es acorde con la normatividad aplicable y las mejores prácticas; y que el Análisis de Riesgo de la Construcción del Pozo y la ingeniería de detalle del Pozo incluye aquellos Riesgos propios y los generados por las actividades realizadas por contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores del Regulado;

ii. Análisis de Riesgo de la Construcción del Pozo y la ingeniería de detalle del Pozo, que incluyan aquellos Riesgos propios y los generados por las operaciones realizadas por contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores del Regulado, y

iii. Diseño final de la Perforación y Terminación del Pozo.

e) Para Pozo Alterno, que mantiene el mismo Diseño del Pozo inicial;

i. Declaración bajo protesta de decir verdad firmada por el representante legal del Regulado, en la que manifieste que la ingeniería de detalle del Pozo es acorde con la normatividad aplicable y las mejores prácticas; y que el Análisis de Riesgo de la Construcción del Pozo y la ingeniería de detalle del Pozo incluye aquellos Riesgos propios, y los generados por las actividades realizadas por contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores del Regulado, y

ii. Nombre del Pozo inicial, que tomaron como modelo de Diseño.

II. El Aviso de Conclusión de Construcción de Pozo, dentro de los treinta días hábiles posteriores a la conclusión de la Construcción de Pozo, de conformidad con el formato FF-ASEA-039**;** adjuntando lo siguiente:

a) Informe detallado de la Construcción del Pozo, que deberá incluir, al menos, la siguiente información:

i. Análisis comparativo de lo programado contra lo real, de las siguientes operaciones:

a. Perforación, y

b. Terminación, incluyendo la Estimulación y las Pruebas de Producción (cuando aplique).

ii. Estado mecánico final;

iii. En el caso de que el Pozo resulte taponado como parte de la Construcción del Pozo, deberán entregar el reporte detallado de la conclusión del Taponamiento, de acuerdo con lo establecido en el Artículo 154 BIS, y

iv. Evidencia de atención a las recomendaciones del Análisis de Riesgo de la ingeniería de detalle.

Artículo adicionado DOF 07-06-2019

Artículo 118 TER. El Aviso de Inicio de Reparación Mayor deberá presentarse, al menos, en los siguientes casos:

I. Cambio o incorporación de intervalo productor;

II. Reentradas a partir de un Pozo existente, y

III. Profundizaciones en busca de nuevos objetivos.

Artículo adicionado DOF 07-06-2019

Artículo 118 QUATER. Los Regulados deberán presentar a la Agencia en forma física o electrónica, el Aviso de Inicio de Reparación Mayor, al menos cinco días hábiles previo a su inicio, precisando el tipo de Reparación Mayor, de conformidad con el formato FF-ASEA-038; adjuntando lo siguiente:

I. Declaración bajo protesta de decir verdad firmada por el representante legal del Regulado, en la que manifieste que el Análisis de Riesgo de la ingeniería de detalle de la Reparación Mayor del Pozo, incluye aquellos Riesgos propios y los generados por las operaciones realizadas por contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores del Regulado;

II. Análisis de Riesgo de la ingeniería de detalle de la Reparación Mayor del Pozo, que incluyan aquellos Riesgos propios y los generados por las operaciones realizadas por contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores del Regulado;

III. Diseño final de la Reparación Mayor, y

IV. Fecha estimada del inicio de la producción del Pozo.

Previo al inicio de la Reparación Mayor de Pozos, los Regulados deberán verificar la Integridad Mecánica del Pozo y mantener disponible la evidencia documental en sitio para cuando sea requerida por la Agencia.

Artículo adicionado DOF 07-06-2019

SECCIÓN IV: DE LA PERFORACIÓN

Artículo 119. Con la finalidad de reducir los Riesgos e impactos, los Regulados deberán:

I. Diseñar y construir Pozos con al menos dos Barreras probadas e independientes;

II. Aislar y proteger Acuíferos y cuerpos de aguas superficiales;

III. Contar con las conexiones superficiales de control para las actividades específicas de Perforación, Pruebas de Producción, Terminación y Mantenimiento 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 de tratamiento y de control, entendiendo a estas últimas como las tuberías e interconexiones para operación de los equipos mencionados;

Fracción reformada DOF 07-06-2019

IV. Contar con sistemas de control manual y automático en el equipo y conexiones superficiales de control;

V. Utilizar fluidos de Perforación base agua en las primeras etapas de Perforación, las cuales comprenden las tuberías conductora y de revestimiento superficial;

VI. Diseñar el programa de Perforación de tal manera que los Acuíferos someros no se contaminen;

VII. 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;

VIII. Implementar procedimientos para mitigar los Riesgos en la preparación, acondicionamiento, uso y manejo de los fluidos y materiales utilizados durante la Perforación, Pruebas de Producción, Terminación y Mantenimiento de Pozos, y

Fracción reformada DOF 07-06-2019

IX. 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.

Artículo 120. 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 65 - Parte 2, Aislamiento de Zonas Potenciales de Flujo Durante la Construcción 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.

Fracción reformada DOF 07-06-2019

Artículo 121. 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 y combustibles mencionados.

Artículo 122. Los Regulados deberán seleccionar y diseñar el arreglo del Conjunto de Preventores y equipos a utilizar para el control de Pozos en las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos, considerando el cumplimiento con las mejores prácticas.

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 123. Los Regulados deberán mantener vigentes las certificaciones del Conjunto de Preventores y Equipos Críticos atendiendo a las mejores prácticas.

Artículo 124. Los Regulados deberán incluir en los procedimientos de verificación del Conjunto de Preventores y Equipos Críticos, al menos lo siguiente:

I. Revisión de 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 inspección 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 125. 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, materiales radioactivos, molienda de tapones, apertura de Pozo y para la realización de Disparos.

SECCIÓN V: DE LA TERMINACIÓN DE POZOS

Artículo 126. 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, y

V. Demostrar la hermeticidad del segmento revestido y la adecuada cementación a través de pruebas de hermeticidad y registros de cementación.

Artículo 127. Los Regulados deberán tomar en consideración los siguientes factores durante la Terminación de Pozos:

I. Diseñar y construir Pozos con al menos dos Barreras;

II. Aislar y proteger Acuíferos y cuerpos de agua superficiales, y

III. Monitorear los sistemas de presión durante las actividades de Terminación.

SECCIÓN VI: DE LA ESTIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

Artículo 128. Para las operaciones de Estimulación del Yacimiento, los Regulados deberán mantener disponible en sitio, para cuando sea requerida por la Agencia, la información siguiente:

Párrafo reformado DOF 07-06-2019

I. Programa de la Estimulación, que contenga al menos;

Fracción reformada DOF 07-06-2019

a) Condiciones iniciales del Pozo (Presión, gasto, diámetro del estrangulador);

Inciso adicionado DOF 07-06-2019

b) Intervalos a estimular, y

Inciso adicionado DOF 07-06-2019

c) Listado de aditivos y volumen a emplear.

Inciso adicionado DOF 07-06-2019

II. Los resultados de la extensión de la fractura con base en la simulación, para el caso de Fracturamiento;

Fracción reformada DOF 07-06-2019

III. a IV. …

V. Verificar y demostrar la Integridad Mecánica del Pozo, y

Fracción reformada DOF 07-06-2019

VI. Hojas de seguridad de materiales donde reporten el tipo de aditivos, así como el volumen utilizado y el manejo de fluidos recuperados.

Fracción reformada DOF 07-06-2019

Artículo 129. El manejo y almacenamiento de los aditivos y materiales para la formulación de los fluidos para estimular el Yacimiento, deberá realizarse en apego a lo establecido en la normatividad aplicable y las mejores prácticas.

Artículo reformado DOF 07-06-2019

Artículo 130. Los Regulados deberán implementar mecanismos para la incorporación de las mejores prácticas en el uso de aditivos y materiales en los fluidos empleados en la Estimulación de Yacimientos, en cantidad y composición, para minimizar los efectos adversos a la integridad física de las personas y el medio ambiente.

Artículo 131. Los Regulados deberán contar con una bitácora foliada y actualizada de la operación de Estimulación donde deberán registrar por cada etapa, el volumen de fluido empleado y sus componentes, así como la presión de inyección de bombeo.

CAPÍTULO VIII
DE LA RECOLECCIÓN Y MOVILIZACIÓN DE HIDROCARBUROS

Artículo 132. 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 el entorno al que estarán expuestas, a fin de evitar una pérdida de contención que pueda generar daños al medio ambiente.

Artículo 132 BIS. Los Regulados deberán presentar a la Agencia en forma física o electrónica, el Aviso de Inicio de producción, al menos cinco días hábiles previo al comienzo de la producción inicial del Pozo o conjunto de Pozos en la misma Instalación, de conformidad con el formato FF-ASEA-038; adjuntando el programa de arranque que deberá incluir al menos, la siguiente información:

I. Calendarizado de la secuencia de arranque;

II. Secuencia de apertura y alineación de válvulas de los árboles de producción, equipos del Pozo, cabezales de recolección y equipos de separación, así como válvulas seccionadoras, entre otros, y

III. Evidencia documental del arranque de las Instalaciones, que incluya al menos:
- **a)** Programa de pruebas mecánicas;
- **b)** Programa de pruebas hidrostáticas;
- **c)** Programa de pruebas funcionales;
- **d)** Programa de energización, y
- **e)** Revisión de seguridad de Pre-arranque.

La presentación de este Aviso no considera el inicio de la producción posterior a cierres programados, cierres no programados, cierres para reestablecer la presión del Yacimiento, cierres por emergencias, cierres por malas condiciones climatológicas, cierres por pruebas de presión de interferencia o cierres asociados a otros tipos de pruebas de presión-producción.

Artículo adicionado DOF 07-06-2019

Artículo 132 TER. Los Regulados deberán presentar a la Agencia en forma física o electrónica, el Aviso de Inicio de instalación de las Líneas de Descarga nuevas, al menos diez días hábiles previo al inicio de la instalación, de conformidad con el formato FF-ASEA-038; adjuntando los documentos siguientes:

I. Declaración bajo protesta de decir verdad firmada por el representante legal del Regulado, en la que manifieste que el Análisis de Riesgo de la ingeniería de detalle de las Líneas de Descarga, incluye aquellos Riesgos propios y los generados por las operaciones realizadas por contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores del Regulado;

II. Análisis de Riesgo de la ingeniería de detalle de las Líneas de Descarga, que incluyan aquellos Riesgos propios y los generados por las actividades realizadas por contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores del Regulado;

III. Diseño final de las Líneas de Descarga, y

IV. Programa final de la instalación de Líneas de Descarga.

Artículo adicionado DOF 07-06-2019

Artículo 133. Las Líneas de Descarga metálicas deberán contar con al menos dos sistemas de protección anticorrosión de acuerdo al medio al que estarán expuestas.

Artículo 134. Las operaciones de Recolección y desplazamiento de Hidrocarburos mediante vehículos terrestres o embarcaciones marinas deberán, cumplir con la normatividad aplicable y las mejores prácticas de la industria.

Artículo reformado DOF 07-06-2019

Artículo 135. 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 que los Regulados presenten a la Agencia como parte de su Sistema de Administración autorizado.

Artículo 136. Los Regulados deberán contar con una bitácora donde registren el tipo y las características de los Hidrocarburos producidos, así como el origen, el destino y los volúmenes desplazados mediante vehículos terrestres o embarcaciones marinas, la cual deberá estar disponible en sitio para presentarla a la Agencia cuando ésta lo solicite.

Artículo 137. En caso de pérdida de contención en la Línea de Descarga, los Regulados deberán eliminar la fuga mediante una reparación permanente. Cuando se presenten circunstancias excepcionales por las que se deba realizar una reparación provisional, ésta deberá ser sustituida por una permanente en un plazo no mayor a cuarenta y cinco días naturales, contados a partir de que se realizó la reparación provisional.

Artículo 138. Los Regulados deberán implementar en los equipos empleados para el acondicionamiento y separación de Hidrocarburos, Barreras suficientes para realizar una operación segura, de acuerdo con los resultados del Análisis de Riesgo.

Artículo reformado DOF 07-06-2019

Artículo 139. 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 presentado a la Agencia como parte de su Sistema de Administración autorizado:
- **a)** Sensor de Alta Presión (PSH por sus siglas en inglés);
- **b)** Sensor de Baja Presión (PSL por sus siglas en inglés);
- **c)** Válvulas de Liberación de Presión (PSV por sus siglas en inglés);
- **d)** Sensor de Altos Niveles (LSH por su siglas en inglés);
- **e)** Sensor de Bajos Niveles (LSL por sus siglas en inglés);
- **f)** Válvula de Chequeo, y
- **g)** Sensor de Altas Temperaturas (TSH por sus siglas en inglés)

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 de medición de la composición 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 IX
DE LAS PRUEBAS DE PRODUCCIÓN

Artículo 140. 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 141. Previo a la realización de la Prueba de Producción, los Regulados deberán realizar una verificación sobre la integridad y la hermeticidad del Pozo, el aparejo de prueba, así como de las conexiones superficiales de control, mediante pruebas de presión; deberán registrar y mantener disponible la información documental que acredite los resultados de dichas pruebas, para cuando la Agencia lo requiera.

Párrafo reformado DOF 07-06-2019

Los parámetros del diseño de la Prueba de Producción deberán, considerar el comportamiento esperado de las variables de operación relacionadas con la Prueba de Producción, tales como: presión, volumen, gasto de fluidos, temperatura y composición de los fluidos, entre otras.

Párrafo adicionado DOF 07-06-2019

Artículo 142. 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 explosión de gas, detectores de hidrógeno, y radios portátiles intrínsecamente seguros que deberán estar en condiciones de operación y uso;

Fracción reformada DOF 07-06-2019

V. Disponer de equipos de respiración autónoma, detectores fijos y portátiles de gas, incluyendo los detectores de ácido sulfhídrico (H_2S), en el equipo de Perforación y en la unidad de registro de Hidrocarburos, cuya capacidad y cantidad debe ser determinada en el Análisis de Riesgo, y establecido en sus Planes de Respuesta a Emergencia, realizado previamente para esta actividad. Los equipos deben estar en condiciones de operación y uso por el personal que así lo requiera, para el caso de los detectores deben contar con calibración vigente, y

Fracción reformada DOF 07-06-2019

VI. Manejar los fluidos del Yacimiento producidos en las Pruebas de Producción conforme a la normatividad aplicable

Artículo 143. Los Regulados deberán mantener disponible en sitio, al menos la siguiente información de Pruebas de Producción, para cuando sea requerida por la Agencia:

Párrafo reformado DOF 07-06-2019

I. Programa de Pruebas;

II. Estado mecánico preliminar del Pozo;

III. Características técnicas del aparejo de producción;

IV. Características fisicoquímicas del fluido de terminación;

V. Intervalos de interés

VI. Fechas probables de inicio y fin de la Prueba de Producción, así como si se realizará Destrucción Controlada de Gas Natural que pueda producirse;

VII. Descripción y clasificación del equipo de prueba en superficie y submarino;

VIII. Equipos propuestos para manejar o transportar los fluidos producidos;

IX. Esquemas mostrando disposición de los equipos de prueba;

X. Descripción de los equipos de seguridad, incluyendo los detectores de gas y equipo contra incendios;

XI. Composición esperada de los Hidrocarburos;

XII. Estimado de la magnitud de flujo y volúmenes de acumulación de líquidos en superficie;

XIII. Duración de los periodos de estabilización, así como la duración de los cierres programados para la toma de información;

XIV. Fechas de inicio y fin de la Destrucción Controlada de Gas Natural;

XV. Composición esperada del Gas Natural enviado a Destrucción Controlada;

XVI. Volumen estimado de Gas Natural enviado a Destrucción Controlada;

XVII. Características de los quemadores o incineradores para la Destrucción Controlada de Gas Natural;

XVIII. Descripción de las herramientas de fondo y equipo de medición en superficie;

XIX. Un plano de distribución de los equipos de prueba en sitio y áreas seguras con base en radios de afectación;

XX. En caso de utilizar barco de proceso, presentar la relación de los equipos para conexión hacia la plataforma y las especificaciones técnicas del barco de proceso, y

Fracción reformada DOF 07-06-2019

XXI. Revisión de seguridad pre-arranque.

CAPÍTULO X
DEL TAPONAMIENTO DE POZOS

Denominación del Capítulo reformado DOF 07-06-2019

Artículo 144. Previo al inicio de Taponamiento temporal o definitivo de Pozos, los Regulados deberán mantener disponible en sitio para cuando sea requerida por la Agencia, la siguiente información:

Párrafo reformado DOF 07-06-2019

I. Programa de Taponamiento por cada Pozo, que deberá incluir como mínimo, lo siguiente:

- **a)** Estado mecánico del Pozo, que incluya:
  - **i.** Profundidad del Pozo;
  - **ii.** Intervalos disparados que no han sido aislados;
  - **iii.** Profundidades de Tuberías de Revestimiento y Aparejos de Producción;
  - **iv.** Columna geológica;
  - **v.** Profundidad de equipos subsuperficiales, y
  - **vi.** Cimas de las lechadas de la cementación de las Tuberías de Revestimiento.
- **b)** Identificación y ubicación del Pozo;
- **c)** Programa de colocación de Barreras dentro del Pozo;
- **d)** Método de Taponamiento, que incluya:
  - **i.** Presión máxima posible en superficie;
  - **ii.** Tipos de tapones;
  - **iii.** Profundidad de los tapones;
  - **iv.** Cimas de tapones de cemento;
  - **v.** Longitudes de los tapones;
  - **vi.** Información documental que sustenta el método del Taponamiento, y
  - **vii.** Tipo y propiedades del fluido de control y de la lechada de cemento para el Taponamiento.
- **e)** Programa de verificación del Taponamiento, que incluya:
  - **i.** Pruebas de presión de los tapones, y
  - **ii.** Verificación de las cimas de los tapones.
- **f)** Pruebas consideradas para dar seguimiento y asegurar la integridad del Pozo, que incluya:
  - **i.** El potencial de derrames accidentales y las medidas de mitigación correspondientes, y
  - **ii.** Descripción de los equipos subsuperficiales.
- **g)** Para el caso de Pozos con Taponamiento definitivo, adicionalmente incluir:
  - **i.** Profundidad propuesta para el corte de la Tubería de Revestimiento, y
  - **ii.** Programa de eliminación o corte de la Tubería de Revestimiento.
- **h)** Para el caso de Pozos con Taponamiento temporal, adicionalmente incluir:
  - **i.** Programa de monitoreo, y
  - **ii.** Programa de pruebas.

Fracción adicionada DOF 07-06-2019

II. Motivo por el cual será taponando el Pozo de forma temporal o definitiva.

Fracción adicionada DOF 07-06-2019

Artículo 145. DEROGADO

Artículo derogado DOF 07-06-2019

Artículo 146. DEROGADO

Artículo derogado DOF 07-06-2019

Artículo 147. DEROGADO

Artículo derogado DOF 07-06-2019

Artículo 148. DEROGADO

Artículo derogado DOF 07-06-2019

Artículo 149. La Agencia podrá ordenar el Taponamiento definitivo de un Pozo, cuando el mismo represente una amenaza para la integridad física de las personas, el medio ambiente o a las Instalaciones.

Artículo reformado DOF 07-06-2019

Artículo 150. Para el diseño del Taponamiento del Pozo, los Regulados deberán utilizar siempre dos Barreras probadas independientes, pudiendo utilizar una Barrera de tipo mecánico a través de la trayectoria de flujo, independientemente de si el Pozo va a ser taponado de manera temporal o definitiva.

Párrafo reformado DOF 07-06-2019

En el caso de Taponamiento definitivo del Pozo, la Barrera de tipo mecánica solo podrá ser utilizada como soporte para la colocación del tapón de cemento.

Párrafo adicionado DOF 07-06-2019

Artículo 151. Los Regulados deberán contar con procedimientos y medidas de mitigación para minimizar los Impactos ambientales para el Taponamiento de Pozos.

Artículo reformado DOF 07-06-2019

Artículo 152. Para el Taponamiento de Pozos, los Regulados deberán cumplir, como mínimo, con lo siguiente:

Párrafo reformado DOF 07-06-2019

I. Aislar las formaciones productoras de Hidrocarburos;

Fracción reformada DOF 07-06-2019

II. Evitar la migración de fluidos de formación dentro del Pozo;

Fracción reformada DOF 07-06-2019

III. Verificar la profundidad del tapón de cemento, y

Fracción adicionada DOF 07-06-2019

IV. Verificar la hermeticidad del intervalo taponado mediante pruebas de presión.

Fracción adicionada DOF 07-06-2019

Artículo 152 BIS. Los Regulados deberán monitorear y realizar pruebas al Pozo, posterior a realizar Taponamiento temporal, con base en lo establecido en su programa de Taponamiento.

En el caso de Pozos con Taponamiento temporal en Aguas Profundas y Ultraprofundas, los Regulados deberán realizar una verificación visual de acuerdo con los establecido en su programa de Taponamiento, adicionalmente deberán establecer la frecuencia de verificación visual con base en las recomendaciones de su Análisis de Riesgo y no podrá ser mayor a un año.

Artículo adicionado DOF 07-06-2019

Artículo 153. Los Regulados deberán realizar el Taponamiento definitivo de los Pozos que se encuentren en los siguientes supuestos:

Párrafo reformado DOF 07-06-2019

I. Pozos con Taponamiento temporal por un periodo igual a tres años y que no cuenten con un programa de monitoreo;

Fracción adicionada DOF 07-06-2019

II. Pozos que concluyeron su vida productiva y que no serán convertidos en Pozos de Disposición, y

Fracción adicionada DOF 07-06-2019

III. Pozos que ya no formarán parte de un plan de desarrollo.

Fracción adicionada DOF 07-06-2019

Artículo 154. Los Regulados deberán realizar el Taponamiento de Pozos atendiendo las medidas y condicionantes establecidas en la autorización en materia de Impacto ambiental.

Artículo reformado DOF 07-06-2019

Artículo 154 BIS. Los Regulados deberán elaborar un reporte detallado de la conclusión del Taponamiento por cada Pozo, el cual deberán tener disponible para cuando sea requerido por la Agencia. El reporte deberá de incluir, como mínimo, la siguiente información:

I. Descripción detallada de las actividades realizadas;

II. Estado mecánico final del Pozo, que incluya:
- **a)** Profundidad total del Pozo;
- **b)** Profundidades de Tuberías de Revestimiento;
- **c)** Columna geológica, y
- **d)** Cimas de las lechadas de la cementación de las Tuberías de Revestimiento.

III. Registro de los parámetros operativos de las actividades de Taponamiento de Pozos;

IV. Tipo y número de tapones;

V. Resultados de la verificación de las cimas de los tapones;

VI. Pruebas de presión a los tapones y resultados de las mismas;

VII. Para el caso de Pozos con Taponamiento definitivo se deberá incluir la descripción de las actividades realizadas para el corte de la Tubería de Revestimiento, y

VIII. Evidencia documental que demuestre lo declarado en los incisos anteriores.

Artículo adicionado DOF 07-06-2019

Artículo 155. DEROGADO

Artículo derogado DOF 07-06-2019

Artículo 156. DEROGADO

Artículo derogado DOF 07-06-2019

Artículo 157. 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, la normatividad aplicable y en las disposiciones que para tal efecto emita la Agencia.

Artículo 157 BIS. Los Regulados deberán realizar las etapas de Cierre, Desmantelamiento y Abandono de instalaciones con base en un programa que considere cada una de dichas etapas, el programa deberá contener todos los elementos necesarios para garantizar la Seguridad Industrial, la Seguridad Operativa y la protección del Medio Ambiente, asimismo deberán cumplir con la regulación que para tal efecto emita la Agencia.

Artículo adicionado DOF 07-06-2019

CAPÍTULO XI
DE LA DESTRUCCIÓN CONTROLADA Y VENTEO DE GAS NATURAL

Artículo 158. 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.

Artículo reformado DOF 07-06-2019

Artículo 159. 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 (H2S) 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 (H2S), los Regulados deberán proceder a su Destrucción Controlada o detener la operación.

Artículo 160. 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 161. 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.

Artículo reformado DOF 07-06-2019

Artículo 162. Cualquier Instalación dedicada a la Destrucción Controlada de Gas Natural, deberá considerar 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 163. 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. Considerar el volumen y características del Gas Natural que será destruido, y

V. Contar con sistemas para la separación y recuperación de líquidos.

Artículo 164. 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 165. DEROGADO

Artículo derogado DOF 07-06-2019

Artículo 166. 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 emita la Agencia en materia de informe de Incidentes y Accidentes.

Artículo 167. DEROGADO

Artículo derogado DOF 07-06-2019

CAPÍTULO XII
DEL PROCESO DE GESTIÓN

Artículo 168. DEROGADO

Artículo derogado DOF 07-06-2019

Artículo 169. Los Regulados deberán presentar en forma física o electrónica el Aviso de Inicio, de conformidad con el formato FF-ASEA-038 y conforme a los presentes Lineamientos, para las siguientes actividades y operaciones:

Modalidad 1. DEROGADO

Modalidad derogado DOF 07-06-2019

Modalidad 2. DEROGADO

Modalidad derogado DOF 07-06-2019

I. Reconocimiento y Exploración Superficial;

Fracción adicionada DOF 07-06-2019

II. Construcción del Pozo;

Fracción adicionada DOF 07-06-2019

III. Producción del Pozo;

Fracción adicionada DOF 07-06-2019

IV. Reparación Mayor;

Fracción adicionada DOF 07-06-2019

V. Instalación de Plataforma Fija, y

Fracción adicionada DOF 07-06-2019

VI. Instalación de las Líneas de Descarga.

Fracción adicionada DOF 07-06-2019

Artículo 169 BIS. Los Regulados deberán presentar en forma física o electrónica el Aviso de Conclusión, de conformidad con el formato FF-ASEA-039 y conforme a los presentes Lineamientos, para las siguientes actividades y operaciones:

I. Reconocimiento y Exploración Superficial, y

II. Construcción del Pozo.

Artículo adicionado DOF 07-06-2019

Artículo 170. DEROGADO

Artículo derogado DOF 07-06-2019

CAPÍTULO XIII
DE LA VERIFICACIÓN, AUDITORIA, INSPECCIÓN, REPORTE E INVESTIGACIÓN

Artículo 171. Todas las Instalaciones usadas para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos deberán contar con la certificación, 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:

Párrafo reformado DOF 07-06-2019

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 prerrequisito 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 examinaciones no destructivas sobre soldaduras y materiales, y
6. Procedimientos de garantía de calidad.

b) Planos de fabricación y las especificaciones de materiales para plataformas fijas y los sistemas de seguridad, y

c) Todos los elementos principales de soporte de carga incluidos en el marco espacial para las estructuras flotantes.

III. Plan de Verificación de Instalación. La certificación por parte un tercero del plan de verificación de la Instalación es un prerrequisito para el inicio de cualquier operación relacionada. El plan de verificación de Instalación deberá incluir:
a) Descripción de las operaciones marinas y terrestres planeadas;
b) Contingencias planeadas;
c) Planes de acción alternativos, e
d) Identificación de las áreas a ser inspeccionadas.

En caso de una FPSO, la construcción, el mantenimiento preventivo o cualquier modificación de una plataforma que pretendan realizar los Regulados, deberá contar con una certificación expedida por una Sociedad Clasificadora, de acuerdo con las reglas de la sociedad de que se trate para clasificar plataformas.

Artículo 172. 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 para procurar la Integridad Mecánica de las Instalaciones;

Fracción reformada DOF 07-06-2019

III. Mecanismo para comunicar al personal encargado de la operación de los equipos, los resultados de las inspecciones 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 173. Los Regulados deben investigar y reportar los Accidentes e Incidentes que ocurran durante la realización de las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción de Hidrocarburos en términos de las disposiciones administrativas de carácter general que para tal efecto emita la Agencia.

CAPÍTULO XIV
DE LA SUPERVISIÓN

Artículo 174. 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.

Artículo reformado DOF 07-06-2019

Artículo 175. 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 con lo dispuesto en los presentes Lineamientos.

Artículo 176. 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 177. 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 178. La Agencia podrá solicitar a los Regulados cualquier 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 179. Los Regulados deberán hacer la entrega de cualquier evidencia e información documental de los presentes Lineamientos cuando le sea requerida por la Agencia, por medios impresos o digitales.

Artículo 180. Los Regulados deberán presentar a la Agencia durante el primer trimestre de cada año calendario, un reporte del cumplimiento de la totalidad de los presentes Lineamientos de acuerdo a lo establecido en el Anexo III.

Párrafo reformado DOF 07-06-2019

El Regulado deberá adjuntar la información que compruebe y describa de forma precisa las solicitudes expresadas en el contenido de los presentes Lineamientos haciendo referencia a las actividades comprendidas en cada uno de los Capítulos para el reporte del cumplimiento de la totalidad de éstos, deberá considerar las actividades desarrolladas durante el año inmediato anterior, según corresponda.

Párrafo adicionado DOF 07-06-2019

Artículo 181. 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.

ARTÍCULOS 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 Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción de Hidrocarburos 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 evaluaciones técnicas 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 calificada 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.

La Agencia a partir de este expediente podrá considerarlo como Tercero Autorizado para efectos de los presentes lineamientos.

CUARTO. 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.

QUINTO. 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 ---- de ----- de 2016.- 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.

PRIMER REFORMA

ACUERDO mediante el cual se modifican, adicionan y derogan diversos artículos de las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente para realizar las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

Reforma publicada en el Diario Oficial de la Federación el 07 de junio de 2019

ÚNICO. Se modifican los artículos 1; 2, párrafo primero, fracciones XXIII, XXXII, XXXVIII, XL y XLIII; 6; 10; 11, párrafo primero, fracciones I, II, III, V y VIII; 14, párrafo primero y fracción I; 21; 24, párrafo primero, fracciones VI, VII, VIII y IX, párrafo tercero; 25; 27, párrafo primero; 29; 32; 38; 41; 43; 52; 54; 57; 58; 59, fracción II; 60, párrafo primero; 61, párrafo primero, fracciones I, inciso e), y II, inciso f); 65; 66; 67; 71, párrafo primero, fracciones I y III; 78, párrafo primero; 80, fracción III; 82, párrafos primero y segundo; 83; 86, fracciones III, VIII y IX; 99; 100, párrafo primero; 101; 111; 112; 114, párrafo primero; 115; 116; 118, párrafo primero; 119, fracciones III y VIII; 120, fracción III; 128 párrafo primero, fracciones I, II, V y VI; 129; 134; 138; 141; 142, fracciones IV y V; 143, párrafo primero y fracción XX; título del Capítulo X; 144, párrafo primero; 149; 150; 151; 152, párrafo primero, fracciones I y II; 153, párrafo primero; 154; 158; 161; 169, párrafo primero; 171, párrafo primero; 172, fracción II; 174; 180; Anexo I; **se adicionan** los artículos 2, fracciones XII BIS, XXVIII BIS, XXXVII BIS, XXXIX BIS; 27, fracciones I y II; 60, último párrafo; 60 BIS; 78 BIS; 78 TER; 78 QUATER; 100, fracciones I, II, III, IV, V y VI; 118 BIS; 118 TER; 118 QUATER; 132 BIS; 132 TER; 144, fracciones I y II; 152, fracciones III y IV; 152 BIS; 153, fracciones I, II y III; 154 BIS;157 BIS; 169, fracciones I, II, III, IV, V y VI; 169 BIS; Anexo III; **se derogan** los artículos 2, fracciones I, X, XIV, XXXVI, XLVII; 9, fracción II; 11, fracciones IV, VI y VII; 17; 18; 26; 55; 56; 109; 110; 145; 146; 147; 148; 155; 156; 165; 167; 168; 169, Modalidad 1 y Modalidad 2; 170, de las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente para realizar las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción de Hidrocarburos, para quedar como sigue:

…

ARTÍCULOS TRANSITORIOS

Primero. El presente Acuerdo entrará en vigor al día siguiente de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

Segundo. Hasta en tanto no existan trámites electrónicos dentro de la plataforma electrónica de la Agencia, los trámites contenidos en las presentes Disposiciones deberán presentarse ante la Agencia, en el área de atención al Regulado.

Tercero. Los Regulados que se encuentren realizando las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción de Hidrocarburos a la entrada en vigor del presente Acuerdo, contarán con un plazo de cuarenta y cinco días hábiles para adoptar y dar cumplimiento a lo previsto en el mismo, contados a partir del día siguiente de su publicación en el Diario Oficial de la Federación.

Cuarto. En tanto la Agencia emite las Disposiciones para el Cierre, Desmantelamiento y Abandono, los Regulados podrán observar para las etapas correspondientes lo establecido en la Guía para el Cierre, Desmantelamiento y/o Abandono de instalaciones del Sector Hidrocarburos publicada en la página de la Agencia y en las Mejores Prácticas de la industria.

Ciudad de México, a los veintinueve días del mes de mayo de dos mil diecinueve.- El Director Ejecutivo de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, Luis Reynaldo Vera Morales.- Rúbrica.

ANEXO I. Lista de Estándares

Anexo reformado DOF 07-06-2019

Ítem	Estándar / Práctica	Elemento técnico normado
Operaciones de Perforación		
1	API RP 13B-1	Recommended Practice for Field Testing Water-based Drilling Fluids – Fourth Edition, March 2009.
2	API RP 13B-2	Recommended Practice for Field Testing Oil-based Drilling Fluids – Fifth Edition, April 2014.
3	API RP 13D	Rheology and Hydraulics of Oil-well Drilling Fluids – Seventh Edition, September 2017.
4	API RP 65-1	Cementing Shallow-water Flow Zones in Deepwater Wells – Second Edition, June 2018.
5	API SPEC 13A	Specification for Drilling Fluids Materials – Eighteenth Edition, February 2010.
6	NORSOK D-001	Drilling facilities – Edition 3, December 2012.
7	API RP 90	Annular Casing Pressure Management for Offshore Wells – First Edition, August 2006.
8	ISO 10426-2	Petroleum and natural gas industries — Cements and materials for well cementing — Part 2: Testing of well cements – First Edition, October 2003.
9	ISO 10426-3	Petroleum and natural gas industries — Cements and materials for well cementing — Part 3: Testing of deepwater well cement formulations – First Edition, August 2003.
10	API SPEC 16A	Specification for Drill through equipment – Fourth Edition, April 2017.
Sistemas Eléctricos		
11	IEC 60079	Explosive atmospheres, several sections, 1995 – 2017.
12	IEC 61511	Functional safety – safety instrumented systems for the process industry sector, 2016 – 2017.
Instalaciones		
13	API RP 14C	Analysis, Design, Installation, and Testing of Safety Systems for Offshore Production Facilities – Eighth edition, May 2018.
14	API RP 14G	Recommended Practice for Fire Prevention and Control on Fixed Open-type Offshore Production Platforms – Fourth Edition, April 2007.
15	API RP 14H	Recommended Practice for Installation, Maintenance and Repair of Surface Safety Valves and Underwater Safety Valves Offshore, Fifth Edition, August 2007.
16	API RP 14J	Recommended Practice for Design and Hazards Analysis for Offshore Production Facilities – Second Edition, May 2001.
17	API RP 2A-WSD	Planning, Designing, and Constructing Fixed Offshore Platforms-Working Stress Design – Twenty Second, Edition, November 2014.
18	API RP 2SIM	Structural Integrity Management of Fixed Offshore Structures – First Edition, November 2014.
19	API RP 2MOP	Petroleum and natural gas industries—Specific requirements for offshore structures, Part 6-Marine operations – First Edition, July 2010.
20	ISO 19900	Petroleum and natural gas industries — General requirements for offshore structures, Second Edition, December 2013.
21	ISO 19901-1	Petroleum and natural gas industries — Specific requirements for offshore structures — Part 1: Metocean design and operating considerations, Second Edition, October 2015.
22	ISO 19901-2	Petroleum and natural gas industries — Specific requirements for offshore structures — Part 2: Seismic design procedures and criteria, Second Edition, November 2017.
23	ISO 19901-3	Petroleum and natural gas industries - Specific requirements for offshore structures - Part 3: Topsides structure, Second Edition, January 2015.
24	ISO 19901-4	Petroleum and natural gas industries — Specific requirements for offshore structures — Part 4: Geotechnical and foundation design considerations, Second Edition, July 2017.

Ítem	Estándar / Práctica	Elemento técnico normado
25	ISO 19901-5	Petroleum and natural gas industries — Specific requirements for offshore structures — Part 5: Weight control during engineering and construction, Second Edition, February 2016.
26	ISO 19901-6	Petroleum and natural gas industries — Specific requirements for offshore structures — Part 6: Marine operations, First Edition, December 2016.
27	ISO 19901-7	Petroleum and natural gas industries — Specific requirements for offshore structures — Part 7: Stationkeeping systems for floating offshore structures and mobile offshore units, Second Edition, May 2013.
28	ISO 19901-8	Petroleum and natural gas industries — Specific requirements for offshore structures — Part 8: Marine soil investigations, First Edition, December 2014.
29	ISO 19902	Petroleum and natural gas industries — Fixed steel offshore structures, First Edition, December 2007.
30	ISO 19903	Petroleum and natural gas industries — Fixed concrete offshore structures, First Edition, Debember 2006.
31	ISO 19904-1	Petroleum and natural gas industries - Floating offshore structures - Part 1: Monohulls, semi-submersibles and spars, First Edition, November 2016
32	ISO 19905-1	Petroleum and natural gas industries — Site-specific assessment of mobile offshore units — Part 1: Jack-ups, Second Edition, January 2016.
33	NFPA 68	Standard on Explosion Protection by Deflagration Venting, 2018.
34	NORSOK N-006	Assessment of structural integrity for existing offshore load-bearing structures – Edition 2, April 2015.
Equipo y Materiales		
35	API SPEC 14A	Specification for Subsurface Safety Valve Equipment – Twelfth Edition, January 2015.
36	API SPEC 6A	Specification for Wellhead and Christmas Tree Equipment – Twentieth Edition, October 2010.
37	API SPEC 6AV1	Specification for Validation of Wellhead Surface Safety Valves and Underwater Safety Valves for Offshore Service, Third Edition, July 2018.
38	API STD 53	Recommended Practices for Blowout Prevention Equipment Systems for Drilling Wells – Fourth Edition, November 2012.
39	NFPA 31	Standard for the Installation of Oil-Burning Equipment, Edition 2006.
40	API RP 14B	Design, Installation, Repair and Operation of Subsurface Safety Valve Systems, Sixth Edition, 2015.
Ductos		
41	API RP 1111	Design, Construction, Operation, and Maintenance of Offshore Hydrocarbon Pipelines (Limit State Design), Fifth Edition, September 2015.
42	ASME B31.4	Pipeline Transportation Systems for Liquids and Slurries, March 2016
43	ASME B31.8	Gas Transmission and Distribution Piping Systems, October 2016.
44	ISO 15589-2	Petroleum, petrochemical and natural gas industries - Cathodic protection of pipeline transportation systems - Part 2: Offshore pipelines - Second Edition, December 2012.
45	NORSOK M-503	Cathodic protection – Edition 4, September 2016.
Operaciones de Producción		
46	API SPEC 17D	Design and Operation of Subsea Production Systems-Subsea Wellhead and Tree Equipment – Second Edition, May 2011.
47	NORSOK U-001	Subsea production systems – Edition 4, October 2015.
Sísmica		
48	ASTM D5777	Standard Guide for Using the Seismic Refraction Method for Subsurface Investigation, February 2000.
49	ASTM D7128	Standard Guide for Using the Seismic-Reflection Method for Shallow Subsurface Investigation, January 2005.

Ítem	Estándar / Práctica	Elemento técnico normado
50	IAGC	Guidance for Integrated Survival Systems (ISS) for Marine Geophysical Operations, 2012.
51	IAGC	Land Geophysical Safety Manual, Tenth Edition, March 2012.
52	IAGC	Guidelines for Marine Small Boat Operations, September 2013.
53	IAGC	Mitigation Measures for Cetaceans during Geophysical Operations, February 2015.
54	IAGC	Guidance on the Use of Towed Passive Acoustic Monitoring during Geophysical Operations, 2014.
55	IAGC	Environmental Manual for Worldwide Geophysical Operations, 2013 Edition.
Diseño del Pozo		
56	API RP 96	Deepwater Well Design and Construction, First Edition, March 2013.
57	API 5CT	Casing and Tubing – Tenth edition, June 2018.
58	API STD 65-2	Isolating Potential Flow Zones During Well Construction, First Edition, May 2010.
59	API RP 16Q	Recommended Practice for Design, Selection, Operation and Maintenance of Marine Drilling Riser System – Second Edition, April 2017.
60	API RP 7G	Recommended Practice for Drill Stem Design and Operating Limits – Sixteenth Edition, August 1998.
61	ISO 10426-1	Petroleum and natural gas industries — Cements and materials for well cementing — Part 1: Specification– Third Edition, December 2009.
62	ISO 14310	Petroleum and natural gas industries — Downhole equipment — Packers and bridge plugs, Second Edition, November 2008.
63	ISO 16530-1	Petroleum and natural gas industries — Well integrity — Part 1: Life cycle governance, First Edition, March 2017.
64	ISO 16530-2	Well integrity — Part 2: Well integrity for the operational phase – First Edition, August 2014.
65	API SPEC 5DP	Specification for Drill Pipe, First Edition, August 2009.
66	API RP 10D-2	Recommended Practice for Centralizer Placement and Stop-collar Testing, First Edition, August 2004.

ANEXO II
LISTADO DE IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS PARA FPSOs (GUIA OGP)

Fugas de Hidrocarburos	Fallas
Flujo Descontrolado de Fluidos (Blowout)	- Falla estructural atribuida a fatiga, error de diseño, subsidencia
- Flujo descontrolado en la Perforación.	- Falla de cementación
- Flujo descontrolado en la finalización	- Colapso de puente
- Flujo descontrolado en la producción (incluyendo alambrado)	- Colapso de torre de perforación
- Flujo descontrolado durante el reacondicionamiento	- Colapso de grúa
- Flujo descontrolado durante el Abandono	- Colapso de mástil
- Flujo descontrolado subterráneo	- Desintegración de equipo de rotación
- Incidentes de control de pozos	- Falla de fondeadero/tubo ascendente
- Incendios en sistemas de perforación	**Abandono de Objeto**
Fugas en Tubería Ascendente (Riser)/Ductos	**Objetos Abandonados – Actividades Predominantes**
- Líneas de flujo de importación	- Construcción
- Tubo ascendente de exportación	- Operaciones de grúas
- Ductos submarinos	- Transferencia de carga
- Distribuidor de cabezal de pozo submarino	- Perforación
Fugas en el Proceso	- Torres de perforación
- Equipo de cabezal de pozo	**Tipos de Objeto**
- Separadores y otro equipo de proceso	- Contenedor de almacenamiento
- Compresores y otro equipo de procesamiento de gas	- Contenedor de basura
- Ductos de proceso, bridas, válvulas, ductos	- Herramientas
- Líneas de flujo superior (Topsides flowlines)	- Equipo de repuesto (válvulas, ductos, embarcaciones, máquinas)
- Lanzadores/receptores de raspatubos (pigging)	- Equipo temporal (compresores de aire, andamios, equipo de soldadura)
- Sistema de quemador/ventilador	- Equipo desarmado (durante el mantenimiento/reparación)
- Tanques de almacenamiento	- Mangueras
- Sistema de carga/descarga	- Tanques de almacenamiento de líquidos (tote tanks)
- Sistema de pivote de torreta	- Cilindros/tanques de gas
Incidentes Ajenos al Proceso	- Columna de perforación/
Incendios	- Válvulas preventoras de flujo descontrolado (BOPs)
- Incendios de combustible	**Accidentes de Transporte – En transferencias de campo o cambio de tripulaciones**
- Incendios eléctricos	- Impacto de helicóptero en mar/plataforma/costa
- Incendios en las unidades habitacionales	- Incendio durante abastecimiento de combustible a helicóptero
- Incendios de metanol/diésel/turbosina	- Impacto de aeronave en la plataforma
- Incendios de generador/turbina	- Vuelco de botes de tripulación durante transferencia
- Incendios de sistemas de calefacción	- Accidente personal durante transferencia hacia el bote
- Incendios de maquinaria	- Accidente de aeronave de ala fija durante transferencia costa afuera planeada (offshore)
- Incendios de talleres	- Accidente de tránsito durante movilización
Derrames y Fugas	**Accidentes de Construcción – actividades predominantes**
- Derrames químicos	- Construcción en áreas terrestres (onshore)
- Derrames de metanol/diésel/turbosina	- Instalación marítima
- Fugas de gas embotellado	- Construcción costa afuera (offshore)
- Liberaciones de material irradiado	- Conexión y otorgamiento de contrato o permiso
- Detonación accidental de material	- Instalación de ductos
Eventos Marítimos	**Accidentes Personales u Ocupacionales**
Colisiones	- Resbaladuras
- Embarcaciones de suministro	- Tropezones
- Embarcaciones de emergencia	- Caídas
- Otras embarcaciones de apoyo (embarcaciones de buceo, barcazas etc.)	- Quemaduras de vapor
- Embarcaciones mercantes en tránsito	- Quemaduras

- Embarcaciones pesqueras	- Exposición tóxica
- Embarcaciones navales	- Asfixia
- Hoteles flotantes	- Envenenamiento
- Embarcaciones de apoyo de perforación (bomba o barcaza)	- Instalación de ductos
- Tanques de carga marítimos	- Enfermedad
- Embarcaciones no propulsadas marítimas (semi-sumergibles, barcazas, embarcaciones de almacenamiento)	- Brote bacterial
Falla y Pérdida	- Electrocución
- Perdida/arrastre de ancla	- Radiación ionizante y no ionizante
- Vuelco	- Respiratoria
- Distribución incorrecta de peso (debido a un error de lastre o clima extremo)	- Golpe de calor
- Congelamiento	- Frío extremo, congelamiento
- Colisión en tránsito	- Síndrome del dedo blanco (Vibration white finger)
- Suspensión de tránsito	**Accidentes Viales**
- Tránsito de cabotaje	- Entrampamiento
Eventos Estructurales	- Comunicaciones
Carga Extrema	- Interfaces con vehículos de operación remota
- Viento extremo	- Interfaces con la campana
- Oleaje extremo	- Interfaces con otras embarcaciones
- Corrientes extremas	- Aire/mezcla de suministro, calidad, presión, temperatura defectuosa
- Terremotos	

ANEXO III. Cumplimiento de la totalidad del Lineamiento

Anexo adicionado DOF 07-06-2019

1. **Nombre e información general del Regulado, incluyendo lo siguiente:**
   - **I.** Nombre, denominación o razón social;
   - **II.** Registro Federal de Contribuyente;
   - **III.** Clave Única de Registro del Regulado, y
   - **IV.** Datos del representante legal y Responsable Técnico del Regulado, y responsables del informe del cumplimiento de la totalidad de los presentes Lineamientos.
2. **Información general del Área contractual o Área de Asignación;**
3. **Programa y listado con la relación y el calendarizado de actividades realizadas en el año inmediato anterior, incluyendo lo siguiente:**
   - **I.** Construcción de Pozo;
     - **a)** Transporte de equipo de Perforación;
     - **b)** Movilización de equipo de Perforación;
     - **c)** Instalación de equipo de Perforación;
     - **d)** Perforación;
     - **e)** Terminación;
     - **f)** Prueba de Producción, y
     - **g)** Taponamiento.
   - **II.** Inicio de Producción;
   - **III.** Estimulación;
   - **IV.** Reparaciones Mayores;
   - **V.** Instalación de plataforma fija para la Extracción, y
   - **VI.** Instalación de Línea de Descarga.
4. **Lista de peligros identificados y la Administración de Riesgos e Impactos, que deberá incluir lo siguiente:**
   - **I.** Relación Peligros y Riesgos críticos identificados;
   - **II.** Relación de Riesgos atendidos;
   - **III.** Relación de Riesgos por atender;
   - **IV.** Evidencia de que Riesgos han sido o están programados para ser minimizados tan bajo como sea razonablemente factible;
   - **V.** Programas de atención a recomendaciones;
   - **VI.** Relación de acciones tomadas para evitar, prevenir, contener, caracterizar y remediar con oportunidad daños ambientales derivados de Riesgos creados por las obras o actividades que desarrollen;
   - **VII.** Relación de atención y seguimiento a acciones y recomendaciones para prevenir, controlar y mitigar impactos ambientales, y
   - **VIII.** Relación de Dictámenes Técnicos de Análisis de Riesgo emitidos por Terceros Autorizados e ingresados a la Agencia como parte de los Avisos de Inicio.
5. **Para las Actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, deberá incluir lo siguiente:**
   - **I.** Relación de Avisos de Inicio y Conclusión de actividades ingresados a la Agencia;

II. Características y tipo de fuente de energía sísmica, y valores de la intensidad de la fuente generadora utilizada durante la actividad de adquisición de datos;

III. Listado de hojas de seguridad (HDS) de los materiales peligrosos utilizados durante el período de actividad y adquisición de los datos;

IV. Relación que contenga el número y tipo de especies protegidas identificadas durante las acciones previas a las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial de acuerdo con la NOM-059-SEMARNAT-2010;

V. Evidencia de la participación de un PSO durante las actividades;

VI. Relación de Áreas Ambientalmente Sensibles y Zonas de Exclusión, y

VII. Informe con la descripción detallada al término de las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, donde demuestre que restauró el área del Proyecto y zonas aledañas que hayan resultado afectadas.

6. Para las Actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos costa afuera, deberá incluir lo siguiente:

I. Para el movimiento e instalación de Equipos;

- **a)** Relación de movimientos o cambios de coordenadas de equipos de Perforación o Reparación Mayor;
- **b)** Relación de Avisos de Inicio de instalación de plataforma fija para la Extracción ingresados a la Agencia, y
- **c)** Certificados de FPSO u otros artefactos navales, que tengan como propósito la Extracción de Hidrocarburos, emitidos por una Sociedad Clasificadora.

II. Para la Construcción de Pozos;

- **a)** Relación de Avisos de Inicio y Conclusión de la Construcción de Pozo ingresados a la Agencia;
- **b)** Relación de Dictámenes Técnicos de Ingeniería de detalle emitidos por Tercero Autorizado e ingresados a la Agencia como parte de los Avisos de Inicio;
- **c)** Reporte de resultados de pruebas programadas a los Equipos Críticos identificado en el Análisis de Riesgo tales como, Conjunto de Preventores, ROV; indicando si el resultado de alguna prueba no fue satisfactorio;
- **d)** Relación de certificados del Conjunto de Preventores y Equipos Críticos;
- **e)** Relación de las inspecciones realizadas al Conjunto de Preventores, de acuerdo con lo siguiente:
  - **i.** Los componentes del Conjunto de Preventores;
  - **ii.** Inspecciones por desgaste y corrosión de las superficies;
  - **iii.** Pruebas no-destructivas;
  - **iv.** Inspecciones visuales internas y externas;
  - **v.** Dimensiones de cavidad cilíndrica;
  - **vi.** Remplazo de elastómeros, y
  - **vii.** Pruebas de presión en cámara hidráulica.
- **f)** Resultado y datos reales graficados de las pruebas funcionales y de presión para el Conjunto de Preventores;
- **g)** Relación de operaciones de Terminación de Pozos, y
- **h)** Listado de equipos de seguridad y prevención de contaminación instalados durante las actividades de Terminación de Pozos en áreas costa afuera, tales como:
  - **i.** Válvulas de seguridad superficiales;
  - **ii.** Válvulas de cierre en embarcaciones (boarding shutdown valves);
  - **iii.** Válvulas de seguridad submarinas, y
  - **iv.** Válvulas de seguridad de subsuelo (SSSV, por sus siglas en ingles).

III. Estimulación o Fracturamiento;

- **a)** Programa de la Estimulación o Fracturamiento;
- **b)** Reporte detallado de la verificación de Integridad Mecánica del Pozo previo a las actividades de Estimulación o Fracturamiento, y
- **c)** Listado de aditivos empleados para la formulación de los fluidos para estimular o fracturar el Yacimiento, así como el volumen utilizado y el manejo de fluidos recuperados.

IV. Manejo de fluidos de Perforación, y
- **a)** Listado e informe de pruebas de funcionamiento del sistema de manejo de los fluidos de Perforación, así como las acciones correctivas aplicadas.

V. Reparación Mayor.
- **a)** Relación de Avisos de Inicio de Reparación Mayor ingresados a la Agencia, y
- **b)** Reporte de la verificación de la Integridad Mecánica llevado a cabo previo a las actividades de la Reparación Mayor.

7. Para las actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en áreas terrestres, deberá incluir lo siguiente:

I. Selección del sitio;
- **a)** Relación de Áreas Ambientalmente Sensibles y Zonas de Exclusión, y núcleos de población cercanos al sitio de Perforación.

II. Movimiento e instalación de equipos;
- **a)** Relación de movimientos o cambios de coordenadas de equipos de Perforación, y
- **b)** Plan de Traslado del equipo de Perforación.

III. Construcción de Pozos;
- **a)** Relación de Avisos de Inicio y Conclusión de la Construcción de Pozo ingresados a la Agencia;
- **b)** Relación de Dictámenes Técnicos de Ingeniería de detalle emitidos por Terceros Autorizados e ingresados a la Agencia como parte de los Avisos de Inicio;
- **c)** Descripción técnica del Conjunto de Preventores y equipos utilizados para el control del Pozo;
- **d)** Relación de certificados del Conjunto de Preventores y Equipos Críticos;
- **e)** Listado de pruebas funcionales y de presión para el Conjunto de Preventores;
- **f)** Listado y resultado de las inspecciones realizadas al Conjunto de Preventores, de acuerdo con lo siguiente:
  - **i.** Los componentes del Conjunto de Preventores;
  - **ii.** Inspecciones por desgaste y corrosión de las superficies;
  - **iii.** Pruebas no destructivas;
  - **iv.** Inspecciones visuales internas y externas;
  - **v.** Dimensiones de cavidad cilíndrica;
  - **vi.** Remplazo de elastómeros, y
  - **vii.** Pruebas de presión en cámara hidráulica.
- **g)** Relación de operaciones de Terminación de Pozos, y
- **h)** Reporte de equipos de seguridad y prevención de contaminación instalados durante las actividades de Terminación de Pozos.

IV. Estimulación;
- **a)** Programa de la Estimulación;
- **b)** Reporte detallado de la verificación de Integridad Mecánica del Pozo previo a las actividades de Estimulación, y
- **c)** Listado de aditivos empleados para la formulación de los fluidos para estimular o fracturar el Yacimiento, así como el volumen utilizado y el manejo de fluidos recuperados.

V. Manejo de fluidos de Perforación;
- **a)** Listado e informe de pruebas de funcionamiento del sistema de manejo de los fluidos de Perforación, así como las acciones correctivas aplicadas.

VI. Reparación Mayor;
- **a)** Relación de Avisos de Inicio de Reparación Mayor ingresados a la Agencia, y
- **b)** Reporte de la verificación de la Integridad Mecánica llevado a cabo previo a las actividades de la Reparación Mayor.

8. Para las actividades de Recolección y movilización de Hidrocarburos, adjuntar lo siguiente:

I. Inicio de Producción;
- **a)** Relación de Avisos de Inicio de Producción ingresados a la Agencia, y
- **b)** Relación y calendarizado de actividades cierres programados, cierres no programados, cierres para reestablecer la presión del yacimiento, cierres por emergencias, cierres por malas condiciones climatológicas, cierres por pruebas de presión de interferencia o cierres asociados a otros tipos de pruebas de presión-producción.

II. Instalación de Línea de Descarga;

- **a)** Relación de Avisos de Inicio de instalación de Líneas de Descarga ingresados a la Agencia;
- **b)** Resultados de la verificación de la Integridad Mecánica de Líneas de Descarga, donde se indique los sistemas de protección anticorrosión empleados, y
- **c)** Tipo y número de reparaciones por pérdida de contención de las Líneas de Descarga.

III. Volumen, tipo y características de los Hidrocarburos producidos, así como origen, destino y volumen desplazado mediante los diferentes sistemas de Recolección, movilización y transporte de Hidrocarburos por tierra y mar.

9. Para las actividades de Taponamiento de Pozos, incluir lo siguiente:

I. Calendarizado y relación de Pozos taponados, donde se indique el tipo de Taponamiento;

II. Resultado de la verificación de la Integridad Mecánica previó al Taponamiento de los Pozos;

III. Listado de pruebas realizadas a Pozos con Taponamiento temporal y tipo de monitoreo, y

IV. Resultados de la conclusión del Taponamiento de cada Pozo.

10. Para las Actividades de Destrucción Controlada de Gas Natural, incluir lo siguiente:

I. Relación de operaciones de Destrucción Controlada y venteo de Gas Natural por caso fortuito o fuerza mayor, catalogadas como evento Tipo 1 de acuerdo a lo establecido en las disposiciones administrativas de carácter general que emita la Agencia en materia de informe de Incidentes y Accidentes;

II. Adopción de medidas necesarias para procurar la protección contra incendios e Incidentes en las Instalaciones dedicadas a la Destrucción Controlada de Gas Natural, así como la localización de estas, y

III. Lista y resultados de la verificación de la Integridad Mecánica de las Instalaciones.