

LAS MEJORES PRÁCTICAS DE GESTIÓN PARA NUEVOS YACIMIENTOS PETROLIFEROS EN LA CIUDAD DE COMERCIO

1. **Calidad del aire.** Calidad del aire. El operador debe eliminar, capturar o minimizar todas las emisiones potencialmente dañinas y minimizar el polvo asociado con las actividades en el sitio y el tráfico en las vías de acceso de acuerdo con los términos aquí descritos. El operador deberá cumplir con todas las regulaciones estatales y federales aplicables, incluidas las regulaciones promulgadas por CDPHE, COGCC y US EPA.
 - A. Minimización de las emisiones. Para proteger la calidad del aire, se requiere lo siguiente del operador:
 - i. El uso de equipos eléctricos para equipos permanentes, tales como plataformas de perforación eléctrica, compresores eléctricos y el uso de la energía de la línea como se detalla en la Sección 1E de BMP.
 - ii. Las emisiones de aire de las Operaciones deberán cumplir, como mínimo, con las disposiciones de permiso y control del Programa de Control de Calidad del Aire de Colorado, Título 25, Sección 7, C.R.S.
 - iii. Todos los motores alimentados con combustibles fósiles utilizados para perforaciones, terminaciones y operaciones de producción en las Yacimiento Petrolífero emplearán las últimas tecnologías de reducción de emisiones que sean económicamente factibles y las mejores prácticas de gestión, tales como plataformas de perforación alimentadas por electricidad, compresores eléctricos y terminaciones ecológicas.
 - iv. Cumplir con la sección de transporte y circulación que aborda las disposiciones de tráfico establecidas en la Sección 15.
 - v. La utilización de oleoductos según la Sección 11.
 - vi. Prueba de fabricación u otros datos que demuestren la destrucción de hidrocarburos o la eficiencia de control que cumpla con una eficiencia de destrucción del diseño del 98% o superior.
 - vii. El uso de dispositivos neumáticos continuos e intermitentes y sin sangrado. Este requisito puede cumplirse reemplazando el gas natural por electricidad o aire del instrumento, o enviando las emisiones de descarga a un sistema o proceso de circuito cerrado.
 - viii. Cualquier bengala, sistema de encendido automático, registrador, dispositivo de recuperación de vapor u otro equipo utilizado para cumplir con los requisitos de eficiencia de control o destrucción de hidrocarburos, se debe instalar, calibrar, operar y mantener de acuerdo con las recomendaciones, instrucciones y manuales de operación del fabricante.
 - ix. No uso de deshidratadores de glicol ni deshidratadores de procesamiento de gases desecantes.

- x. Los motocompresores están prohibidos dentro de los límites de la Ciudad, excepto para los compresores de boca de pozo, de distribución y de elevación de gas, y los compresores de recolección de aire y/o de gas que se ubicarán en las Yacimiento Petrolífero. El operador acepta usar carcasas en los motocompresores donde sea necesario para brindar atenuación visual y/o sonora. Cualquier compresor que se use como parte de las unidades de recuperación de vapor (controles de contaminación del aire) estará limitado a 6-8 unidades de impulsión de motor pequeño. Los compresores VRU se instalarán con paredes acústicas para amortiguar el ruido.
- xi. La aplicación durante todo el año de los requisitos de olor de acuerdo con las regulaciones COGCC y CDPHE.
- xii. En la máxima medida posible, la Localización y el diseño del equipo del Operador reducirán las emisiones de gas asociado de los pozos híbridos de gas y petróleo (es decir, el gas que se coproduce a partir de un pozo que produce principalmente petróleo).
- xiii. Las mejores prácticas de gestión durante la descarga de líquidos (es decir, actividades de mantenimiento para eliminar líquidos de los pozos existentes que están inhibiendo la producción), y la instalación de levantamiento o descarga artificial a través del separador cuando sea posible.
- xiv. En la máxima medida posible, el Operador reducirá las emisiones derivadas de las actividades de mantenimiento de los oleoductos y gasoductos, como la limpieza o desfogue. Si alguna actividad de mantenimiento implicará el venteo intencional del gas de un tanque, compresor o tubería de pozo, más allá de la actividad de mantenimiento rutinario de la tubería y la limpieza, el operador deberá proporcionar un aviso por escrito con cuarenta y ocho (48) horas de anticipación a la Ciudad de dicho venteo propuesto. Dicha notificación identificará la duración y la naturaleza del evento de venteo, una descripción de por qué es necesario el venteo, una descripción de los vapores que probablemente se ventearán, los pasos que se tomarán para limitar la duración del venteo y las medidas que el operador propone tomar para minimizar eventos similares en el futuro. Si se requiere venteo, o si se produce un venteo accidental, el operador deberá enviar dicha notificación a la Ciudad de dicho evento tan pronto como sea posible, pero en ningún caso más allá de las 24 horas desde el momento del evento, con la información mencionada anteriormente y con una explicación sobre la causa y cómo se evitará el evento en el futuro.
- xv. La quema debe ser eliminada o minimizada en la mayor medida posible.
- xvi. Cumplimiento de las técnicas de supresión de polvo establecidas en BMP Sección 1H.
- xvii. Cumplimiento de los requisitos de olor establecidos en BMP Sección 1I.
- xviii. Consolidación de instalaciones de tratamiento y almacenamiento de productos dentro de una Localización.
- xix. Centralización de las instalaciones de compresión dentro de una Localización.

- xx. Sistemas de control y monitoreo telemétricos, incluidos monitores de vigilancia para detectar cuándo se apagan las luces piloto en los dispositivos de control.
 - xxi. Cumplimiento con todos los permisos de aire de CDPHE, de haberlos, y todos los requisitos de prácticas de trabajo de OSHA con respecto al benceno.
 - xxii. Participación en el programa Natural Gas STAR u otros programas voluntarios equivalentes para fomentar la innovación en el control de la contaminación en las Yacimientos Petrolíferos.
 - xxiii. Uso de un separador adecuado a la presión y una unidad de recuperación de vapor (VRU) donde corresponda.
 - xxiv. La infraestructura del oleoducto se construirá antes de la Fase de Producción.
- B. *Detección y reparación de fugas.* El operador debe desarrollar y mantener un programa aceptable de detección y reparación de fugas ("LDAR") según lo requiere CDPHE utilizando tecnologías modernas de detección de fugas, como cámaras de infrarrojos para equipos utilizados en las Yacimiento Petrolífero. Para el período de cinco (5) años que comienza con el inicio de la Fase de Producción por ubicación de pozo en la primera Yacimiento Petrolífero, el Operador llevará a cabo un monitoreo trimestral por cámara IR de todos los equipos en las Yacimiento Petrolífero. Excepto cuando una circunstancia requiera una reparación inmediata, el operador debe reparar las fugas lo más rápido posible. Si se necesitan más de 48 horas de reparación después de que se descubre una fuga, se debe presentar a la Ciudad una explicación de por qué se necesita más tiempo. El Operador debe realizar un monitoreo continuo de la presión para detectar fugas. Al menos una vez al año, el Operador notificará a la Ciudad cinco (5) días hábiles antes de una inspección LDAR de sus instalaciones para brindar a la Ciudad la oportunidad de observar la inspección.
- C. *Muestreo de aire ambiente.* El Operador deberá realizar, según lo aprobado por la Ciudad, una prueba específica de calidad del aire ambiente que incluya:
- i. Un consultor aprobado por la Ciudad y pagado por el Operador realizará las pruebas de calidad del aire de referencia antes de la construcción en las Yacimiento Petrolífero. Si hay una unidad edilicia residencial a una distancia de 1.000 pies desde el borde de la Localización, se tomará otra muestra dentro de los 100 pies de la Unidad Edilicia Residencial más cercana a la Localización. Si el propietario de la superficie más cercana no ha otorgado permiso para acceder y realizar pruebas después de treinta (30) días desde la recepción de la notificación, el Operador trabajará con la Ciudad para identificar otra ubicación adecuada. Las muestras se recolectarán utilizando los recipientes como los de marca SUMMA durante un período de 7 días en cada Localización. Cada recipiente se montará en un trípode, ubicado a unos tres pies sobre el nivel del suelo. Las muestras recolectadas se enviarán a un laboratorio y se analizarán en busca de un conjunto de hidrocarburos utilizando el Método TO-15 de la Agencia de Protección Ambiental de los EE. UU. (USEPA). Este método devuelve las concentraciones medidas para hasta unos 60 hidrocarburos diferentes.
 - ii. El Operador debe proporcionar acceso a las Yacimiento Petrolífero al inspector designado de la Ciudad para permitir que se realicen muestreos de aire.

- iii. El Operador proporcionará un inventario de modelado de calidad del aire y emisiones a nivel regional basado en un proyecto similar. El inventario de modelado de calidad del aire y emisiones que se proporcionará se tomará de la Ciudad y el condado de Broomfield en el tercer trimestre de 2017, que fue completado por un tercero consultor.
- D. *Días de Acción para la Calidad del Aire por Ozono.* En los advertencias de Día de Acción para la Calidad del Aire publicadas por el CDPHE para el Área de Front Range, el Operador deberá implementar las medidas de reducción de emisiones al aire sugeridas por el CDPHE según sea posible. Las medidas de reducción de emisiones se implementarán durante la duración de una advertencia de Día de Acción para la Calidad del Aire y pueden incluir medidas tales como:
- i. Minimizar el ralenti del vehículo y del motor;
 - ii. Reducir el tráfico de camiones y el tránsito de trabajadores;
 - iii. Retrasar el reabastecimiento de combustible de vehículos;
 - iv. Suspender o retrasar el uso de equipos auxiliares alimentados con combustibles fósiles; y
 - v. Posponer las actividades de construcción, de ser posible.
 - vi. Dentro de los 30 días posteriores a la conclusión de cada temporada anual del Día de Acción para la Calidad del Aire, el Operador debe enviar un informe a la Ciudad que detalle las medidas que implementó durante las advertencias del Día de Acción.
- E. *Equipo eléctrico.* Todos los equipos de producción permanente, como compresores, motores y equipos de levantamiento artificial, deben utilizar la energía de la línea eléctrica para mitigar el ruido y reducir las emisiones.
- i. Se requerirá que todas las plataformas de perforación capaces de perforar hasta la Profundidad Total (TD) en un pozo utilicen la energía de la línea eléctrica, a menos que la Ciudad de Comercio renuncie a esta disposición por escrito para una ubicación específica o para cualquier pozo que no esté ubicado dentro de los 1.320 pies de una Unidad Edificia Residencial o no dentro de los 1.500 pies de una Estructura de Alta Ocupación. En cualquier lugar donde el Operador no esté obligado por esta disposición a utilizar la energía de la línea para la perforación, el Operador utilizará la energía de la línea del proveedor de servicio eléctrico, si está disponible, en una cantidad suficiente. El Operador debe minimizar el uso de generadores diésel para obtener energía temporal, incluido el uso de gas natural licuado o comprimido para la generación de energía a fin de reducir aún más las emisiones y el ruido. En cualquier lugar donde no se use la línea de energía para la perforación, el Operador proporcionará a la Ciudad a solicitud de la Ciudad la(s) fuente(s) utilizada(s) para la energía.
 - ii. De ser necesario, el Operador deberá proporcionar un Plan de Electrificación para describir cómo se llevará la electricidad al lugar para todas las fases de desarrollo.
- F. *Escape.* El escape de todos los motores de combustión interna u otros, enfriadores y otros equipos mecanizados debe ser venteado hacia arriba o en una dirección alejada del edificio ocupado más cercano.

- G. *Mechurrios y dispositivos de combustión.* En la medida en que se utilicen mechurrios, oxidantes térmicos o dispositivos de combustión, todos esos mechurrios se diseñarán y operarán de la siguiente manera:
- i. Los mechurrios deben ser encendidos con gas natural y diseñados para operar con un 98% o más de eficiencia de destrucción de hidrocarburos.
 - ii. Los mechurrios se diseñarán y operarán de manera que garantice que no haya emisiones visibles durante la operación normal. Emisiones visibles significa observaciones de humo durante cualquier período o períodos de duración mayor/es o igual/es a un (1) minuto en cualquier período de quince (15) minutos durante la operación normal, de acuerdo con el Método 22 de la EPA. Las emisiones visibles no incluyen energía radiante o vapor de agua.
 - iii. El mechurrio se operará con una llama presente en todo momento en que se puedan ventear las emisiones hacia allí, o se utilizará otro mecanismo que no permita emisiones no controladas.
 - iv. Todos los dispositivos de combustión deben estar equipados con encendido automático en funcionamiento.
- H. *Polvo fugitivo.* El Operador debe presentar a la Ciudad un plan de mitigación de polvo. El polvo de sílice debe estar contenido en la mayor medida posible y razonable durante el proceso de fracturación hidráulica. El polvo asociado con las actividades en el sitio y el tráfico en las vías de acceso se reducirá al mínimo durante a los largo de las actividades de construcción, perforación y operación, de modo que no haya emisiones visibles de polvo desde las carreteras de acceso o de las Yacimiento Petrolífero en la medida de lo posible en virtud de las condiciones del viento. No se debe usar agua producida sin tratar u otros fluidos de proceso para la supresión del polvo. El Operador evitará crear actividades de supresión de polvo o polvo dentro de los trescientos (300) pies de los valores máximos límite usuales de cualquier cuerpo de agua, a menos que el supresor de polvo sea agua. Las Hojas de Datos de Seguridad de Materiales (MSDS) para cualquier supresor de polvo a base de químicos, que no sea cloruro de magnesio, se deben enviar a la Ciudad antes de su uso.
- I. *Contención de olor/polvo.* Las operaciones se llevarán a cabo de tal manera que los olores y el polvo no constituyan una molestia o un peligro para la salud pública, la seguridad, el bienestar y el medio ambiente. Todas las Operaciones deberán utilizar las mejores tecnologías disponibles que estén razonablemente disponibles para controlar el olor y el polvo. La Ciudad puede exigir estándares de mitigación adicionales y razonables en cualquier momento durante las Operaciones. El olor que se emite de las Yacimiento Petrolífero debe ser controlado. El Operador evitará los olores de las operaciones de petróleo y gas, abordando de forma proactiva y, en la medida de lo posible, resolviendo las quejas presentadas por miembros de la comunidad afectados. El operador debe usar un sistema de filtración o aditivos para los fluidos de perforación y fracturamiento para minimizar los olores. Se prohíbe el uso de fragancias para enmascarar olores.
- J. *Terminaciones de Emisiones Reducidas (comúnmente conocidas como Terminaciones Verdes).* En las Yacimiento Petrolífero, el operador deberá emplear terminaciones de emisiones reducidas, también conocidas comúnmente como terminaciones verdes, que cumplen con los requisitos federales y estatales. El Operador tiene el deber general de maximizar de forma segura la

recuperación de recursos y minimizar las liberaciones a la atmósfera durante el reflujo y la posterior recuperación/operación. Además, el Operador debe cumplir con lo siguiente:

- i. Se instalarán líneas de recolección de gas, separadores y trampas de arena capaces de soportar terminaciones verdes, como se describe en la Regla 805 de COGCC, de acuerdo con las disposiciones de la Regla 805 de COGCC.
- ii. El operador debe cumplir con 40 CFR 60.5375 (a)(1), (2) para las terminaciones verdes.
- iii. El venteo incontrolado está prohibido, salvo cuando sea necesario por razones de seguridad.
- iv. Los equipos temporales de quema y oxidación del reflujo, cuando estén permitidos, deben incluir lo siguiente:
 - a) Equipos de tamaño adecuado para manejar 1,5 veces el volumen de reflujo de gas más grande desde un pozo completado vertical/ direccional y/u horizontal respectivamente, según lo informado al COGCC en un radio de diez millas;
 - b) Válvulas y puertos disponibles para desviar el gas a equipos de quema y oxidación, de conformidad con las Reglas 40 CFR 60.5375 y la Regla 805 de la COGCC anteriores,
 - c) Auxiliar alimentado con suficiente suministro y calor para quemar u oxidar gases no combustibles para controlar olores y gases peligrosos. El dispositivo de combustión de reflujo debe estar equipado con una fuente de ignición continua confiable durante la duración del reflujo, excepto en condiciones que puedan provocar un incendio o una explosión; y

K. *Cumplimiento.* El Operador debe presentar informes anuales a la Ciudad que certifiquen (a) el cumplimiento de estos requisitos de calidad del aire y que documenten cualquier período de incumplimiento substancial, incluida la fecha y la duración de cada una de tales desviaciones y un plan y un calendario de cumplimiento para lograr el cumplimiento, (b) que el equipo en las Yacimiento Petrolífero continúa operando dentro de sus parámetros de diseño y, de no ser así, qué medidas se tomarán para modificar el equipo para permitir que el equipo funcione dentro de sus parámetros de diseño. El informe anual debe contener una certificación de exactitud y completación de los informes, firmada por un funcionario corporativo responsable. El Operador puede cumplir con esta obligación de informar total o parcialmente presentando a la Ciudad sus informes anuales de las Reglas No. 7 de AQCC para el año calendario anterior, y complementarlos según sea necesario para cumplir con estos requisitos de informes para las instalaciones cubiertas dentro de la Ciudad. El Operador también proporcionará a la Ciudad una copia de cualquier presentación de autoinforme que el Operador proporcione a CDPHE debido a cualquier incidencia de incumplimiento de las reglas o regulaciones de calidad del aire de CDPHE en las Yacimiento Petrolífero.

2. *Protección de la calidad del agua*

A. *Divulgación y almacenamiento de sustancias químicas.* Todos los productos químicos para fracturamiento deben darse a conocer a la Ciudad de acuerdo con el proceso establecido a

continuación antes de que los productos químicos se transporten a la Localización. Antes del transporte de dichos productos químicos a la propiedad, el Operador pondrá a disposición de la Ciudad, en formato de tabla, el nombre, el número del Servicio de Resúmenes Químicos (CAS), el método de almacenamiento, contención y eliminación de dichos productos químicos que se utilizarán en la Localización, que la Ciudad puede poner a disposición del público como registros públicos. Los productos químicos para fracturamiento se cargarán en el sitio web de Frac Focus dentro de los sesenta días posteriores a la finalización de las operaciones de fracturamiento. El Operador no debe almacenar de manera permanente los productos químicos para fracturamiento, el reflujo de la fracturación hidráulica o el agua producida en los límites de la Ciudad. El operador debe retirar todos los productos químicos de fracturación hidráulica de un Sitio de Pozo dentro de los treinta (30) días posteriores a la finalización de la fractura hidráulica en esa Yacimiento.

Además de las sustancias que no están permitidas para su uso de acuerdo con las reglas o regulaciones estatales o federales vigentes de vez en cuando, los siguientes productos químicos no se deben utilizar en el fluido de fracturación hidráulica en las Yacimiento Petrolífero:

Nombre del ingrediente	N° CAS
Benceno	71-43-2
Plomo	7439-92-1
Mercurio	7439-97-6
Arsénico	740-38-2
Cadmio	7440-43-9
Cromo	7440-47-3
Etilbenceno	100-41-4
Xileno-F	1330-20-7
1,3,5-trimetilbenceno	108-67-8
1,4-dioxano	123-91-1
1-butanol	71-36-3
2-butoxietanol	111-76-2
N, N-dimetilformamida	68-12-2
2-etilhexanol	104-76-7
2-mercaptoetanol	60-24-2

Nombre del ingrediente	N° CAS
benceno, 1,1'-oxibis-, derivados del tetrapropileno, sales sulfonadas de sodio (BOTS)	119345-04-9
butilglicidil éter	8/6/2426
polisorbato 80	9005-65-6
Compuestos de amonio cuaternario, de coco aquildimetil, cloruros (QAC)	61789-77-3
ácido bis hexametileno triamino penta metilfosfónico (BMPA)	35657-77-3
dietilentriamina penta (ácido metilfosfónico) (DMPA)	15827-60-8
FD&C azul no. 1	3844-45-9
Tetrakis (trietanolamina) circonio (IV) (TTZ)	101033-44-7

- B. *Sistemas sin pozo de circuito cerrado para la contención y/o el reciclaje de fluidos de perforación.* Los pozos deben ser perforados, terminados y operados utilizando sistemas sin pozo de circuito cerrado para la contención y/o reciclaje de toda la perforación, terminación, reflujo y fluidos producidos. El Operador deberá reciclar los fluidos en la mayor medida de lo posible, con el entendimiento de que el Operador tiene una capacidad limitada para reciclar todos los fluidos, ya que hacerlo requeriría el uso de tanques permanentes, los que por otro lado están prohibidos por los términos del Acuerdo, y dar lugar a posibles emisiones adicionales. El operador no almacenará los desechos en el sitio por períodos de más de 30 días.
- C. *Bermas de contención.* El Operador utilizará bermas de borde de acero (o material similar de durabilidad comparable) alrededor de todos los equipos permanentes de separación y almacenamiento en las Yacimiento Petrolífero con capacidad suficiente para contener 1,5 veces el volumen máximo de líquidos que contendrá dicho equipo en cualquier momento dado, más suficiente desagüe para evitar el desbordamiento. Todas las bermas y dispositivos de contención deben ser inspeccionados trimestralmente por el Operador y mantenerse en buenas condiciones. No se deben instalar fuentes de ignición potenciales dentro del área de contención secundaria a menos que el área de contención incluya una laguneta de enfriamiento o dichas fuentes estén clasificadas de acuerdo con los códigos y normas de la industria. También se debe utilizar contención secundaria, como bandejas antiderrames o bermas de tierra alineadas para tanques temporales.

- i. Las bermas de contención permanentes deben estar construidas con anillos de acero o materiales similares, diseñadas e instaladas para evitar fugas y resistir la degradación por erosión u operación de rutina.
 - ii. La contención secundaria para tanques debe construirse con un revestimiento sintético o de ingeniería que contenga todos los recipientes de contención primaria y esté conectada mecánicamente al anillo de acero para evitar fugas.
- D. Para ubicaciones dentro de los quinientos (500) pies y la pendiente ascendente de un cuerpo de agua superficial, se requiere una contención terciaria, como una berma de tierra, alrededor de las instalaciones de producción respectivas.
- E. *Kits de respuesta a derrames.* Habrá Kits de Respuesta a Derrames disponibles en las Yacimiento Petrolífero o en manos de personal de campo o contratistas. Estos Kits de Respuesta a Derrames podrán mitigar derrames de tamaño pequeño a mediano (por ejemplo, de 5 a 50 galones).
- F. *Pozos de inyección.* El Operador tiene prohibido perforar o usar pozos de inyección en la Ciudad de Comercio o en la Reserva de Vida Silvestre Rocky Mountain Arsenal.
- G. *Mantenimiento de maquinaria.* No se debe realizar en el sitio el mantenimiento de los vehículos. El mantenimiento de rutina en el campo de la maquinaria móvil no debe realizarse dentro de los trescientos (300) pies de cualquier cuerpo de agua, según lo define el Código de Desarrollo Territorial de la Ciudad de Comercio. Todo reabastecimiento debe realizarse sobre material impermeable.
- H. *Derrames.* El operador debe notificar a la Ciudad y al SACWSD sobre los derrames en las Yacimiento Petrolífero que tengan una cantidad de derrame notificable según cualquier ley. El Operador también le proporcionará a la Ciudad una copia de cualquier presentación de autoinforme que el Operador proporcione a la COGCC debido a cualquier derrame en las Yacimiento Petrolífero.
- I. *Plan de Prevención de la Contaminación de Aguas Pluviales y Control de Erosión.* Todas las operaciones de petróleo y gas en las Yacimiento Petrolífero deberán cumplir y estar de acuerdo con las regulaciones de control de aguas pluviales de la Ciudad.
- J. *Plan de Monitoreo de la Calidad del Agua.* Las operaciones de petróleo y gas deben, en la medida de lo posible, evitar causar la degradación de las aguas superficiales o subterráneas dentro de la Ciudad y de los humedales dentro de la Ciudad. Los siguientes estándares establecidos por la Ciudad son consistentes con las reglas y regulaciones de COGCC. Si el Operador necesita buscar una variación de una disposición de COGCC, se aplicará una variación de COGCC aprobada luego de la notificación de dicha variación por parte del Operador a la Ciudad.
- i. Usando los registros de la División de Recursos Hídricos de Colorado, el Operador debe implementar un plan de monitoreo de la calidad del agua que incluya lo siguiente:
 - a) El Operador debe obtener muestras de referencia iniciales y muestras de monitoreo subsiguientes de todas las fuentes de agua potable disponibles dentro de un radio de media (1/2) milla de las Yacimiento Petrolífero. Las fuentes de agua potable incluyen pozos de agua registrados o manantiales permitidos o adjudicados.

- b) El Operador debe recopilar las pruebas iniciales de las muestras de referencia de todas las fuentes de agua disponibles antes del comienzo de la perforación de un pozo, o antes de la reestimulación de un pozo existente para el cual no se recolectaron y analizaron muestras durante los últimos 6-12 meses.
- c) Las muestras de todas las fuentes de agua disponibles posteriores a la estimulación se deben recolectar y analizar de acuerdo con los siguientes plazos:
 - 1. Una muestra aproximadamente un (1) año después del comienzo de la Fase de Producción;
 - 2. Una muestra aproximadamente cinco (5) años después del comienzo de la Fase de Producción; y
- d) El Operador deberá recolectar una muestra de al menos una fuente de agua de gradiente ascendente y dos de gradiente descendente dentro de un radio de media (1/2) milla de una Localización. Si no hay fuentes de agua disponibles, el Operador deberá recolectar muestras de fuentes de agua adicionales dentro de un radio de hasta una (1) milla de la Localización hasta que se recolecten muestras de un total de al menos una fuente de agua de gradiente ascendente y dos de gradiente descendente. El Operador debe dar prioridad a la selección de las fuentes de agua más cercanas a la Localización.
- e) El Operador puede confiar en los datos de muestreo de agua subterránea existentes de cualquier fuente de agua dentro de los radios descritos anteriormente, que se recopilaron de acuerdo con los estándares aceptados, siempre que los datos se hayan recopilado dentro de los 12 meses anteriores al comienzo de la Fase de Perforación para dicha Localización, los datos incluyen la medición de todos los constituyentes medidos en la Tabla 1 a continuación y no haya habido actividad significativa de petróleo y gas dentro de un radio de una milla en el período de tiempo entre el muestreo original y el inicio de la Fase de Perforación para tal Localización.
- f) El Operador debe hacer esfuerzos razonables para obtener el consentimiento del propietario de la fuente de agua. Si el Operador no puede ubicar y obtener el permiso de la fuente de agua, el Operador debe avisar a la Ciudad que no puede obtener acceso a la fuente de agua del propietario de la superficie.
- g) Pruebas para los analitos enumerados en la Tabla 1 a continuación, y pruebas posteriores según sea necesario o apropiado.
- h) El Operador debe seguir los procedimientos estándar de la industria en la recolección de muestras, de acuerdo con el modelo de COGCC.
- i) El Operador debe informar la ubicación de la fuente de agua utilizando un GPS con resolución sub-metro.
- j) El Operador debe informar los resultados de las observaciones de campo, incluido el informe sobre las condiciones de los pozos dañados o insalubres, las posibles

fuentes de contaminación adyacentes, el olor, el color del agua, los sedimentos, las burbujas y la efervescencia.

- k) El Operador debe proporcionar copias de todos los resultados de las pruebas a la Ciudad, al COGCC y a los propietarios de las fuentes de agua dentro de los 30 días posteriores a la recepción de las muestras.
- l) Muestreo posterior. Si el muestreo revela contaminación del agua, se requerirán medidas adicionales, incluyendo:
 - 1. Si se detecta gas libre o un nivel de concentración de metano disuelto superior a un (1) miligramo por litro (mg/l) en una fuente de agua, la determinación del tipo de gas mediante el análisis de composición del gas y el análisis de isótopos estables del metano (carbono e hidrógeno).
 - 2. Si los resultados de la prueba indican gas termogénico o una mezcla de gas termogénico y biogénico, un plan de acción para determinar la fuente del gas.
 - 3. Notificación inmediata a la Ciudad, al COGCC y al propietario del pozo de agua si la concentración de metano aumenta en más de cinco (5) mg/l entre los períodos de muestreo, o aumenta a más de diez (10) mg/l.
 - 4. Notificación inmediata a la Ciudad, al COGCC y al propietario del pozo de agua si se detectan BTEX y/o TPH como resultado de las pruebas. Dichas detecciones pueden resultar en un muestreo posterior requerido para detectar analitos adicionales.
 - 5. Muestras adicionales de pozos de agua en respuesta a las quejas de los propietarios de fuentes de agua.
 - 6. Producción y distribución puntual de los resultados de las pruebas en formato de entrega electrónica a la Ciudad, al COGCC y a los propietarios de las fuentes de agua.
 - 7. Consultor Profesional Independiente Calificado. Todas las pruebas de fuentes de agua posteriores deben ser realizadas por un consultor profesional independiente calificado.

TABLA 1

CALIDAD GENERAL DEL AGUA

Alcalinidad, conductividad y TDS, pH, carbono orgánico disuelto (o carbono orgánico total), bacterias, compuestos perfluorados (PFC) y sulfuro de hidrógeno

IONES PRINCIPALES

Bromuro, cloruro, fluoruro, magnesio, potasio, sodio, sulfato y nitrato + nitrito-N

METALES

Arsénico, bario, boro, cromo, cobre, hierro, plomo, manganeso, selenio, estroncio, mercurio, uranio y radio

GASES DISUELTOS y COMPUESTOS ORGÁNICOS VOLÁTILES

Metano, etano, propano, BTEX como benceno, tolueno, etilbenceno y xilenos, petróleo total e hidrocarburos (TPH)

OTROS

Nivel del agua, isótopos estables del agua (oxígeno, hidrógeno, carbono), fósforo.

- K. *Aguas residuales y gestión de residuos.* El Operador debe presentar a la Ciudad un Plan de Manejo de Residuos que cumpla con lo siguiente: todos los fluidos deben estar contenidos y no debe haber descargas de fluidos. Los residuos se almacenarán en tanques, se transportarán en camiones cisterna y/o tuberías, y se eliminarán en sitios de reciclaje o eliminación autorizados. El plan debe incorporar medidas de contención secundaria y de aguas pluviales de acuerdo con las Secciones 8 y 37. No se permite el tratamiento de la tierra de los recortes de perforación impactados por el petróleo o contaminados. Se entregará a la Ciudad una copia del Plan de Prevención, Control y Contramedidas de Derrames (SPCC) del Operador, que describe las prácticas de prevención y mitigación de derrames. El Operador no debe eliminar aguas residuales dentro de la Ciudad. Todos los demás residuos se eliminarán de acuerdo con las regulaciones estatales.
- L. *Integridad del pozo.* El Operador debe equipar el acceso del cabezal de tuberías al anillo entre la carcasa de producción y de superficie, así como cualquier carcasa intermedia, con un accesorio para permitir determinaciones seguras y convenientes de la presión y el flujo de fluido. Las válvulas utilizadas para el monitoreo de la presión anular deben permanecer expuestas y no enterradas para permitir una inspección visual. El operador tomará las lecturas de presión del cabezal de tuberías según lo requerido por el COGCC.
- M. *Plan de protección de humedades.* Si corresponde, el Operador debe proporcionar un Plan de Protección de Humedales que demuestre que las operaciones de petróleo y gas deben, en la medida de lo posible, evitar la degradación de los humedales en la Ciudad de Comercio. Entre otros métodos para lograr el cumplimiento de esta norma, la operación propuesta de petróleo y gas no debe alterar los patrones históricos de drenaje y/o las tasas de flujo, o debe incluir medidas de mitigación aceptables para compensar los impactos de drenaje previstos.

- 3. *Suministro de agua.* El Operador deberá cumplir con las regulaciones del Departamento de Recursos Naturales del Estado de Colorado y otras regulaciones estatales aplicables con respecto a las fuentes de agua utilizadas en la Fase de Perforación y en la Fase de Terminación. El Operador notificará a la Ciudad, a su solicitud, la fuente de agua que se utilizará en las Yacimiento Petrolífero durante la Fase de Perforación y la Fase de Terminación y proporcionará a la Ciudad un estimado de los volúmenes de agua a utilizar, estando tales estimaciones sujetas a cambios. Todos los volúmenes de agua realmente utilizados por el Operador serán reportados por el Operador al Estado de Colorado de acuerdo con sus regulaciones. Toda el agua dulce para completar se transportará a las Yacimiento Petrolífero por medios que no sean camiones, a menos que el Operador notifique después de la demostración de la existencia de circunstancias atenuantes que acortarán el tiempo a siete días o menos. Si el transporte de agua por un medio que no sea un camión supera los siete (7) días, el operador buscará las modificaciones necesarias a la OGP.

4. *Seguridad*

- A. *Monitoreo del cabezal de tuberías.* El Operador llevará a cabo un monitoreo del cabezal de tuberías en los Pozos Nuevos de acuerdo con las Reglas de COGCC.
- B. *Quema.* No se producirá una quema a cielo abierto en el sitio de ninguna operación de petróleo y gas, excepto la quema según lo permitido en la Sección ____.

- C. *Válvulas de descarga.* Las válvulas de descarga de boca abierta en todos los tanques de almacenamiento, tuberías y otros contenedores dentro de la Localización deben estar aseguradas y no deben ser accesibles al público en general. Las válvulas de descarga de boca abierta dentro de la Localización se colocarán dentro del interior del área de contención secundaria.
- D. *Material inflamable.* Toda la tierra dentro de los veinticinco (25) pies de cualquier tanque, u otra estructura que contenga materiales inflamables o combustibles, debe mantenerse libre de malezas, pasto o basura seca, y debe cumplir con las Normas de Seguridad de la Serie 600 de COGCC y el Código de Incendios aplicable . Como tal, no se requerirá jardinería dentro de los 25' = pies de cualquier tanque u otra estructura que contenga materiales inflamables o combustibles.
- E. *Tuberías de descarga.* Todas las tuberías de descarga recién construidas o modificadas sustancialmente en las Yacimiento Petrolífero se construirán y operarán de acuerdo con las disposiciones de las Regulaciones para Tuberías de Descarga de la serie 1100 de COGCC, las Regulaciones para Tuberías de Descarga de COGCC futuras y cualquier acuerdo de uso de superficie aplicable con los propietarios de superficies. El operador deberá realizar una prueba de presión en todas las tuberías de descarga después de su construcción, incluidas las clasificadas a menos de 15 PSI. El Operador proporcionará a la Ciudad todos los registros que deben presentarse a las agencias estatales relacionadas con inspecciones, pruebas de presión, accidentes y otros incidentes de seguridad relacionados con las tuberías de descarga en las Yacimiento Petrolífero y, a solicitud específica de la Ciudad, el Operador proporcionará a la Ciudad otros registros presentados a las agencias estatales relacionados con las tuberías de descarga en las Yacimiento Petrolífero.
- i. Registro de tuberías de descarga. Todas las tuberías de descarga y oleoductos nuevos deberán registrar la descripción legal de la ubicación en la Oficina del Secretario y Registrador del Condado de Adams dentro de los treinta (30) días posteriores a la terminación de la construcción. El abandono de cualquier tubería de descarga registrada se registrará en la Oficina del Secretario y Registrador del Condado de Adams dentro de los treinta (30) días posteriores al abandono.
 - ii. El Operador proporcionará archivos GIS para la ubicación de las Tubería de Descarga.
 - iii. Las tuberías de descarga se eliminarán cuando las que utilizan el último pozo se taponen y abandonen, a menos que la Ciudad de Comercio anule este requisito por escrito.
- F. *Mantenimiento general.* El Operador operará y mantendrá todos los equipos de acuerdo con las especificaciones del fabricante de acuerdo con las limitaciones tecnológicas y las prácticas de mantenimiento razonables y habituales.
- G. *Pruebas de pozos tapados y retirados de servicio.* Antes y después de la fractura hidráulica de cualquier pozo nuevo, el operador evaluará la integridad de todos los pozos de petróleo y gas y de eliminación (activos, secos y abandonados, inyectando, tapados y abandonados, produciendo, cerrados y temporalmente abandonados) donde la ubicación de la superficie esté dentro de los límites de la ciudad de Comercio y dentro de los 1.500 pies del intervalo de finalización de la pista proyectada del pozo de perforación del nuevo pozo propuesto. La evaluación de estos pozos, incluidas las pruebas adicionales y la divulgación que excedan los requisitos de COGCC, promoverá la salud y seguridad públicas al identificar e informar los hallazgos en estos pozos

previamente abandonados y garantizar que la terminación de nuevos pozos no tenga ningún impacto en ellas.

Esto incluirá:

- i. Cumplimiento de todas las reglas de COGCC en relación con el abandono y el taponamiento.
 - ii. Notificación a la Ciudad y al Distrito de Bomberos correspondiente no menos de catorce (14) días antes de comenzar las operaciones de taponamiento.
 - iii. Basado en el examen de COGCC y otros registros disponibles públicamente, la identificación de todos los pozos anteriormente abandonados ubicados dentro de un cuarto de milla de la pista proyectada del pozo de perforación de un pozo propuesto.
 - iv. Evaluación de fugas de gas, petróleo o agua a la superficie del suelo o a los recursos hídricos subterráneos, teniendo en cuenta los procedimientos de taponamiento y cementación descritos en cualquier informe de renovación o taponamiento y abandono presentado ante el COGCC.
 - v. Notificación a la Ciudad y al COGCC de los resultados de la evaluación de los procedimientos de taponamiento y cementación.
 - vi. Permiso de cada propietario de superficie con un pozo previamente abandonado en su propiedad para acceder a la propiedad y realizar pruebas en el suelo dentro de un radio de 10 pies del pozo previamente abandonado. Si el propietario de una superficie no ha otorgado permiso para acceder y realizar pruebas después de treinta (30) días a partir de la recepción de la notificación, no se requerirá que el Operador realice pruebas en el pozo previamente abandonado. La notificación al propietario de la superficie se enviará por correo certificado a través del Servicio Postal de los EE. UU., Con acuse de recibo solicitado, para garantizar que el propietario de la superficie reciba la notificación correspondiente. La Ciudad será notificada para fines de prueba si se deniega dentro de los límites de la Ciudad.
 - vii. Para cada pozo previamente abandonado u otros pozos abandonados por el operador dentro de la Ciudad para los cuales se otorga el acceso y el permiso para realizar la prueba, se debe realizar una inspección de gas del suelo para probar el suelo dentro de un radio de 10' del pozo previamente abandonado antes de la producción del nuevo pozo propuesto y nuevamente un (1) año después de que la producción haya comenzado en el nuevo pozo. Cada pozo abandonado por el Operador según este Acuerdo también estará sujeto a la prueba un (1) año después de que la producción haya comenzado en los nuevos pozos.
 - viii. Notificación de los resultados de la inspección de gas del suelo a la Ciudad y al COGCC dentro de un (1) mes de realizar la inspección o avisar a la Ciudad de que el acceso a los pozos previamente abandonados no se pudo obtener del propietario de la superficie.
- H. *Seguridad de la locación.* El Operador proporcionará un Plan de Seguridad del Sitio para cada locación. Cada plan deberá actualizarse cada diez años o con mayor frecuencia si lo requiere la

Ciudad de Comercio, a su entera discreción, en función del crecimiento y desarrollo en las inmediaciones.

I. *Válvula de seguridad de superficie y sistemas automáticos de protección de seguridad.* Se instalará un sistema de seguridad automatizado, regulado por dispositivos de seguridad y una computadora lógica programable, en las Yacimiento Petrolífero. El sistema de seguridad automatizado debe incluir la instalación, monitoreo y control remoto de una Válvula de Seguridad de Superficie ("SSV") entre muchas otras medidas y dispositivos diseñados que se implementan para reducir o eliminar en gran medida la posibilidad de un evento de pozo. Todos los nuevos pozos tendrán una VSS instalada antes del comienzo de la Fase de Producción conectada a la tubería de producción en la superficie. El VSS estará equipada para operar de forma remota a través del sistema de protección de seguridad automatizado, que controla múltiples presiones y tasas de flujo que tienen valores de umbral máximos y/o predeterminados programados y cerrará el pozo de forma remota en caso de que se detecten ciertas condiciones de desajuste. Además, el sistema de seguridad automatizado debe proporcionar la capacidad de cerrar remotamente los pozos a pedido mediante la intervención remota del operador. La VSS tendrá pruebas trimestrales documentadas para garantizar la funcionalidad.

5. ***Plan de mitigación visual.*** El Operador debe implementar el Plan de Mitigación Visual para una localización aprobada durante el proceso de solicitud para dicha Localización. El Plan de Mitigación Visual debe incluir simulaciones fotográficas de la Localización que incluyan las medidas de mitigación de impacto propuestas como se indica a continuación. El Director de Desarrollo de la Comunidad determinará si la Localización propuesta requiere una simulación fotográfica basada en la topografía, el cribado vegetativo y/o estructural existente y la distancia lineal desde las Operaciones propuestas hasta el(los) uso(s) residencial(es) o comercial(es) de la tierra.

A. *Métodos de mitigación visual.* Es posible que se requiera uno o más de los siguientes métodos de mitigación visual en función del sitio:

- i. Uso de tanques de bajo perfil de menos de 16 pies de altura. El Operador también considerará la altura y el perfil del equipo cuando diseñe y seleccione otro equipo permanente, como dispositivos de control de emisiones y otros equipos de producción.
- ii. Pintura de instalaciones, proyección vegetativa o estructural, colocado de bermas y paisajismo.
- iii. Berma de tierra ubicada alrededor del perímetro de la cerca y sembrado con césped o cubierta del suelo generalmente reconocido por los arquitectos paisajistas y horticultores para uso en el área local con el propósito de una proyección general
- iv. Establecimiento y mantenimiento adecuado de la cobertura del suelo, árboles y arbustos para fines de proyección y estética; y
- v. Diseño de la Instalación de Petróleo y Gas para utilizar pantallas naturales siempre que sea posible.
- vi. Construcción de cercas para uso con o en lugar de paisajismo o colocado de bermas.

- B. *Paisajismo*. Se requerirá un plan de paisajismo para cada locación de petróleo y gas. El plan de paisajismo se coordinará con la Ciudad y el desarrollador de la superficie de la propiedad y, según el acceso al agua, se puede organizar para adaptarse al desarrollo de la superficie.
- i. Si el agua para uso de riego no está disponible en la locación, la fase inicial utilizará la topografía natural y cercas rodeando la locación, así como los árboles ya establecidos cerca de la propiedad. El paisajismo inicial se instalará dentro de los 6 meses posteriores a la finalización de las operaciones de perforación y terminación. En ese momento, el Operador cercará y realizará el paisajismo en la locación.
 - ii. Una vez que el agua para uso de riego esté disponible en el área, el Operador debe implementar el Paisajismo final como se describe en el Plan de Paisajismo. Si han transcurrido más de tres (3) años, el Operador debe consultar con el desarrollador de la Ciudad y de la superficie, así como cumplir con los requisitos del Código de Desarrollo de la Tierra al momento de instalación del paisajismo final.
 - iii. Todos los materiales vegetales deben mantenerse en una condición de crecimiento saludable en todo momento. El Operador es responsable de la eliminación regular de malezas, corte, fertilización, poda y otros tipos de mantenimiento de todos los materiales vegetales, según sea necesario. Se requiere el riego apropiado de los materiales vegetales, salvo que no se requieran sistemas de irrigación automática si no hay disponible una conexión de agua directa dentro de los 500 pies.
 - iv. *Árboles importantes*. Los árboles importantes existentes (de más de ocho pulgadas de calibre) deben conservarse en la máxima medida posible y pueden ayudar a satisfacer los requisitos de paisajismo establecidos más arriba. Todos los planes requeridos de paisajismo deben identificar con exactitud las ubicaciones, especies, tamaño, y condición de todos los árboles importantes, y cada etiquetado debe mostrar el intento del solicitante de eliminar, trasplantar, o proteger.

Los árboles que reúnan uno o más de los siguientes criterios de eliminación deberán estar exentos de los requisitos estipulados en esta subsección:

- a) Árboles muertos, con plagas o caídos naturalmente, o árboles que se consideran una amenaza para la salud pública, la seguridad o el bienestar;
- b) Los árboles que la ciudad ha determinado que obstruyen significativamente la clara visibilidad en las caminos e intersecciones; o
- c) Especies arbóreas que constituyen una molestia para el público, como el álamo aldonero, el olmo siberiano o chino, el olivo ruso y el acer negundo hembra. Los álamos aldoneros nativos y los acer negundos hembra, cuando se ubican en una zona de amortiguamiento de áreas naturales, no son especies de árboles molestas.

- C. *Iluminación*. La iluminación exterior debe dirigirse lejos de áreas residenciales y otras áreas sensibles o estar blindadas con respecto a dichas áreas para eliminar el deslumbramiento. Todos los accesorios de iluminación instalados en las Operaciones deben cumplir con la normas de iluminación de este Código. El propósito de esta disposición es minimizar la irradiación lumínica más allá del perímetro de las Yacimiento Petrolífero y para que el Operador tome medidas

apropiadas con el fin de lograr esto. Toda la iluminación permanente o la iluminación más alta que una pared perimetral debe iluminar hacia abajo. Todas las bombillas deben estar completamente protegidas para evitar emisiones lumínicas por encima de un plano horizontal trazado desde la parte inferior del lámpara. Antes de la instalación de iluminación permanente en una instalación, el Operador acepta presentar a la Ciudad un Plan de Iluminación y la Ciudad comunicará al Operador cualquier modificación al plan que considere apropiada. El Operador realizará las modificaciones razonables requeridas por la Ciudad y las requeridas por ley. El plan de iluminación indicará la ubicación de toda la iluminación exterior en el lugar y en cualquier estructura, e incluirá especificaciones técnicas (especificaciones del fabricante con figuras o diagramas) de todos los accesorios propuestos. Durante las Fases de Perforación y Terminación, de acuerdo con la ley aplicable, el Operador construirá una pared de 32 pies de altura como mínimo alrededor de la mayor cantidad de perímetro de las plataformas de pozo como lo permitan las operaciones para reducir el escape de luz desde el sitio, a menos que la Ciudad y el Operador acuerden mutuamente paredes más altas, más bajas, o ninguna pared en base a un sitio específico.

- D. *Elevación artificial.* La elevación artificial no se logrará mediante el uso de cigüeñas de bombeo tradicionales. Se pueden usar alternativas como la elevación por gas, por bombas lineales de varilla o por unidad de bombeo hidráulica, y deben ser de perfil tan bajo como sea posible con una altura máxima de 30 pies. Se puede usar un sistema de elevación artificial alternativo si es menos visible o tiene impactos auditivos menores y es acordado por ambas partes.
- E. *Cercado.* El Operador evaluará los requisitos de cercado sobre la base específica del sitio, a los fines de mitigación visual y seguridad. Se instalarán cercas perimetrales permanentes alrededor del equipo de producción, a menos que el Plan de Mitigación Visual no requiera dichas cercas para una Localización, y deberán asegurarse.
- F. *Remolques.* Solo se permite(n) remolque(s) de construcción como un uso accesorio durante la perforación activa y la terminación de pozos o las operaciones de reacondicionamiento. No se permitirán remolques residenciales permanentes en las Yacimiento Petrolífero; aunque, sin embargo, hasta noventa (90) días después del final de la Fase de Terminación en una Localización, se permiten remolques de seguridad y/o residenciales temporales, según sea necesario para las operaciones en el sitio, para uso exclusivo del personal del Operador y el personal de sus subcontratistas con carácter temporal.

6. Plan de manejo del ruido

- A. Es posible que se requiera a los Operadores que proporcionen una mitigación de ruido adicional según las siguientes características específicas del sitio, considerando la distancia de la estructura residencial más cercana:
 - i. Naturaleza y proximidad del desarrollo adyacente (diseño, ubicación, uso);
 - ii. Patrones climáticos predominantes, incluidas las direcciones del viento;
 - iii. Tipo e intensidad del ruido emitido; y
 - iv. Cobertura vegetal en o adyacente al sitio o topografía.

- B. En base a lo anterior, si hay un Parque Público desarrollado por Residential Building Unitor, según lo define el Código de la Ciudad, dentro de 1.320 pies de la Localización, la Ciudad puede requerir una o más medidas adicionales de reducción de ruido o BMP, según el sitio, incluyendo:
- i. Un Plan de Manejo de Ruido que especifique las horas de ruido máximo y el tipo, la frecuencia y el nivel de ruido emitido, y los métodos de mitigación que se emplearán para controlar el ruido de las escalas A y C, consistentes con, y no mayores que las especificaciones de ruido delineadas en ii-vii a continuación.
 - ii. El Operador deberá cumplir con todas las disposiciones de la Regla 802 de COGCC sobre la reducción del ruido con respecto a las Yacimiento Petrolífero; siempre que, sin embargo, el Operador y la Ciudad acuerden que los niveles máximos de ruido permisibles que se aplicarán según la Regla 802 serán, aparte de durante la construcción de la plataforma en las Yacimiento Petrolífero, el mayor de (i) los niveles establecidos para el tipo de uso de la tierra de “Residencial/Agrícola/ Rural” bajo la Regla 802 si las mediciones se toman a 1.000 pies de las paredes de sonido en la Localización y (ii) 4 dB(A) más alto que el sonido ambiental de referencia medido a 1.000 pies de las paredes de sonido en la Localización. Durante la construcción de la plataforma en las Yacimiento Petrolífero, el Operador acepta que los niveles de ruido no deben exceder los producidos por la construcción de un desarrollo residencial o comercial típico. Todas las mediciones consideradas para el cumplimiento de esta sección deben ser tomadas por un contratista externo que utilice equipos y prácticas estándar de la industria.
 - iii. Se realizará un Estudio de Mitigación de Ruido de Referencia para determinar los niveles de ruido de referencia en cada Localización para demostrar que se espera que el ruido se mitigue en la medida de lo posible y se proporcionará una copia a la Ciudad.
 - iv. Si alguna vez la Localización de un pozo se encuentra dentro de los 1.320 pies de cinco o más Unidades de Edificios Residenciales, un contratista externo, a cargo del Operador, deberá monitorear continuamente el ruido y recolectar y almacenar continuamente las lecturas de ruido durante la perforación y las terminaciones, con instrumentos colocados entre la Locación de petróleo y gas y las Unidades de Edificios Residenciales. El contratista externo deberá conducir el monitoreo y la recopilación de datos durante las operaciones de construcción, perforación y terminaciones. Estos datos estarán disponibles para COGCC en tablas o gráficos dentro de las 48 horas a partir de la solicitud por parte de COGCC.
 - v. El operador debe abordar el ruido/vibración de la escala C a través de colocación de bermas, muros de sonido aptos y otros BMPs asociados. Durante las Fases de Perforación y Terminación, el operador debe construir un muro perimetral y/o medidas comparables para mitigar el ruido, según sea apropiado, caso por caso o sobre una base según el modelo. El Operador debe tomar medidas adicionales si los niveles de ruido de la escala C aumentan por encima de 5db sobre ambiente o por encima de 65db a 25 'desde la unidad edilicia ocupada más cercana.
 - vi. Uso de motores eléctricos y sistemas de bombeo; y

vii. La construcción de edificios u otros recintos donde las Operaciones crean ruidos e impactos visuales que no pueden mitigarse de otra manera debido a la proximidad, densidad o intensidad del uso de la tierra adyacente.

C. *Tecnología silenciosa.* El Operador acepta usar tecnología de terminaciones silenciosas para cualquier pozo ubicado a 1.320 pies de un Edificio Residencial Unitor dentro de los 1.500 pies de una Estructura de Alta Ocupación, a menos que el Operador obtenga exenciones de todos los propietarios afectados dentro de esa distancia.

7. ***Difusión y notificación a la comunidad*** – El Operador cumplirá con los siguientes esfuerzos de difusión comunitaria:

A. *Difusión a los residentes afectados:* El Operador mantendrá una lista, actualizada anualmente, de los residentes y dueños de negocios dentro de un ¼ de milla (1.320 pies) de una ubicación ("residentes afectados"). El operador usará la lista para (1) Proporcionar notificación con al menos 7 a 14 días de anticipación y concientización comunitaria a los residentes afectados por la movilización, instalación (MIRU), (2) Notificar a los residentes afectados dentro de los 7 días de cualquier evento informable que pudiera tener impactos fuera del sitio, incluidos incendios, explosiones, estallidos, venteo o derrames grandes (más de 100 barriles). El operador puede satisfacer estos requisitos de notificación pública a través de correspondencia directa o por correo directo. Estos avisos a los residentes afectados también deberán dirigirse a la Administración de Emergencias de Operaciones (OEM) (Bomberos/Policia) local.

B. *Actualizaciones bianuales a la Ciudad:* El Operador proporcionará una actualización formal por escrito al Concejo Municipal en forma bianual sobre el progreso del proyecto, que incluye, entre otros, (1) cualquier derrame o accidente que se deba informar en las locaciones, (2) cualquier notificación de presuntas infracciones de la Ciudad o COGCC, y (3) resumen de quejas al Operador y a COGCC. Esta actualización se coordinará a través del Departamento de Desarrollo Comunitario que incluye específicamente a la LGD. Las actualizaciones comenzarán al inicio de la construcción y continuarán durante las operaciones de perforación y terminación, y cesarán una vez que el pozo final aprobado haya sido perforado y haya estado en producción durante un año completo.

C. *Respuesta a quejas:* El Operador tiene una línea telefónica dedicada para atender las quejas, que está abierta las 24 horas del día, los 7 días de la semana. Todas las quejas importantes y procesables recibidas por el Operador son documentadas, investigadas, con una respuesta inicial dentro de las 24 horas al reclamante, al propietario de la tierra, al LGD de la Ciudad y a los funcionarios correspondientes de la agencia estatal. Una vez que se hayan tomado las medidas correctivas apropiadas, esas acciones se comunicarán al reclamante, al propietario de la tierra, al LGD de la Ciudad de y a los funcionarios de las agencias estatales correspondientes. La coordinación con el LGD de la Ciudad será continua para garantizar la efectividad del proceso de gestión de quejas.

Los siguientes números de teléfono y sitios web estarán disponibles para que los miembros de la comunidad reporten las quejas y se proporcionarán en los materiales enviados a los residentes afectados:

- i. Queja al Operador/ 24 hr. línea directa
- ii. Emergencia / 24 hr. línea directa

- iii. LGD de la Ciudad de Comercio
- iv. COGCC: <http://cogcc.state.co.us/complaints.html#/complaints>

8. **Recuperación**

- A. *Plan de recuperación provisional.* Un plan de recuperación provisional, teniendo en cuenta los intereses del propietario de la superficie, debe ser aprobado por la Ciudad. El plan de recuperación provisional debe incluir, como mínimo:
 - i. *Eliminación de los escombros.* Todos los escombros relacionados con la construcción deben retirarse del sitio para su eliminación adecuada de manera oportuna. El sitio debe mantenerse libre de escombros y materiales excedentes en todo momento durante la operación. El Operador no debe quemar ni enterrar escombros en ningún momento en las Yacimiento Petrolífero.
 - ii. *Retiro de equipos.* Todo el equipo utilizado para la perforación, re-terminación y mantenimiento de la instalación deberá retirarse del sitio dentro de los treinta (30) días posteriores a la finalización del trabajo, si las condiciones climáticas lo permiten, a menos que se acuerde lo contrario con el propietario de la superficie. No se permitirá el almacenamiento permanente de equipos removibles en las Yacimiento Petrolífero.
 - iii. *Control de malezas.* El Operador será responsable del control continuo de malezas en las Yacimiento Petrolífero y en los caminos de acceso según las regulaciones de la Ciudad u otras regulaciones aplicables de la agencia.
- B. *Plan de recuperación final.* El operador debe presentar un Plan de Recuperación Final de la Localización de pozo de petróleo y gas y recuperar una Localización a más tardar seis (6) meses después de tapar y abandonar el último Pozo Nuevo en la Localización, si el clima y la temporada de siembra lo permiten.
 - i. *Retiro de oleoductos.* Las tuberías, líneas de recolección y tuberías de descarga se eliminarán después de un año sin uso cuando se tapen y abandonen las tuberías que utilizan el último pozo, a menos que este requisito sea eliminado por escrito por la Ciudad de Comercio.
 - ii. *Caminos de acceso temporales.* Los caminos de acceso temporales asociados con las operaciones de petróleo y gas en las Yacimiento Petrolífero se recuperarán y se revegetalizarán al estado original dentro de un período de tiempo razonable, teniendo en cuenta las temporadas de siembra, o según lo indique el propietario de la tierra en un Acuerdo de Uso de la Superficie y sujeto a variaciones aplicables de COGCC. El operador debe controlar la erosión mientras se usan las vías de acceso.

- 9. **Gestión de riesgos.** El Operador debe presentar un plan de gestión de riesgos para todo el proyecto para Yacimiento Petrolífero e Instalaciones de pozos de petróleo y gas que incluya, entre otros, la identificación de riesgos, responsabilidades, evaluación, respuesta, planificación de la mitigación y métodos de prevención y control de riesgos que implementen técnicas para prevenir accidentes/pérdidas y reducir el impacto después de que ocurra. El Operador también deberá proporcionar un anexo al Plan de Gestión de Riesgos que identifique cualquier inquietud específica con respecto al sitio que sea exclusiva de la

Localización o que no esté identificada en el plan general. Un Plan de Gestión de Riesgos es un documento en evolución sujeto a actualizaciones periódicas.

A. Identificación

El Operador evaluará el proyecto y desarrollará una lista de elementos que son identificados como un riesgo por los miembros el equipo de planificación del proyecto. El operador debe desarrollar la identificación de riesgos en una tabla de riesgos que identifique el sitio en particular por el nombre, describa el riesgo, proporcione una descripción del área de riesgo y los factores asociados y si es un riesgo no mitigado o mitigado.

B. Responsabilidades

El Plan de Gestión de Riesgos proporcionará información con respecto a quién es responsable de la gestión de riesgos y qué planes apoyan la mitigación del riesgo. El debe proporcionar a los empleados, planes y procedimientos para supervisar la implementación y la revisión periódica del plan.

C. Evaluación

El Plan de Gestión de Riesgos indicará si existe un impacto en la salud, la seguridad y/o el medio ambiente, y si habrá un impacto en el programa de desarrollo o en el desempeño general y la garantía de calidad.

D. Respuesta, Planificación y Mitigación

El Plan de Gestión de Riesgos puede indicar una respuesta de mitigación planificada para ciertos riesgos identificados. La estrategia de mitigación debe tener en cuenta un BMP para los diversos riesgos. Las estrategias de mitigación deben incluir respuesta de emergencia, planes de respuesta táctica y notificaciones.

E. Auditoría de Cumplimiento, Seguimiento y Reportes

El Operador implementará un programa de cumplimiento y auditoría. El Operador determinará y documentará una respuesta apropiada a cada uno de los hallazgos de la auditoría de cumplimiento, y documentará que las deficiencias se han corregido. Si el operador utiliza un mecanismo de autoinforme para cualquier agencia respectiva, dicho mecanismo de autoinforme se describirá en el Plan de Gestión de Riesgos. Si el operador autoinforma, cualquier hallazgo incluido en el autoinforme a cualquier otra agencia respectiva será proporcionado a la Ciudad.

F. Evaluaciones de incidentes

El Operador proporcionará el informe proporcionado a la COGCC y OSHA, incluidas las conclusiones, los hallazgos y las acciones correctivas tomadas y los cambios en los procesos operativos. *Ver* BMP 12.

G. Actualización del Plan de Gestión de Riesgos

El Plan de Gestión de Riesgos está sujeto a revisión por parte del Administrador de la Ciudad y el Concejo Municipal, pero al menos cada tres años y después de cualquier incidente, la Ciudad puede contratar a consultores externos para revisar el Plan de Gestión de Riesgos y puede requerir modificaciones al Plan de Gestión de Riesgos en función de su revisión.

10. Señalizaciones y marcadores. El Operador marcará todos y cada uno de los pozos de petróleo y gas en un lugar visible, desde el momento de la perforación inicial hasta el abandono final, de la siguiente manera:

- A. Requisitos generales de señalización. Ninguna señalización requerida bajo esta Sección deberá instalarse a una altura superior a seis (6) pies. El Operador deberá mantener las señalizaciones en una condición legible y deberá reemplazar las señalizaciones dañadas o vandalizadas dentro de los sesenta (60) días. Los Operadores nuevos o sucesores actualizarán las señalizaciones dentro de los sesenta (60) días posteriores a la recepción de la aprobación del cambio de Operador por parte del COGCC.
- B. Operaciones de perforación y recuperación. El Operador deberá proporcionar señales direccionales, de no menos de tres (3) y no más de seis (6) pies cuadrados de tamaño, durante todas las Operaciones de perforación y recuperación. Dichas señales deben estar en lugares que puedan avisar a las cuadrillas de emergencia dónde se está realizando la perforación o recuperación. Como mínimo, tales ubicaciones de señales deberán incluir el primer punto de intersección de una vía pública y la vía de acceso a la plataforma y, posteriormente, en cada intersección de la ruta de acceso a la plataforma, excepto cuando la ruta hacia el pozo sea claramente obvia para terceros no informados. Las señales que no sean necesarias para cumplir con otras obligaciones según estas reglas se eliminarán tan pronto como sea posible después de que se complete la Operación.
- C. Designaciones permanentes.
- i. Pozos de petróleo y gas. Dentro de los sesenta (60) días posteriores a la terminación de un pozo de petróleo y gas, se colocará una señal permanente tanto en la boca del pozo como en el equipo de superficie (si no está en la boca del pozo), que identificará el pozo de petróleo y gas, el nombre y la información de contacto del Operador y la ubicación legal, incluida la sección del barrio.
 - ii. Equipo de superficie. Dentro de los sesenta (60) días posteriores a la instalación de una batería de tanques, se colocará un letrero permanente en la batería de tanques. A opción del Operador, o a solicitud de la Ciudad, el letrero se puede colocar en la intersección del camino de acceso arrendado con una vía pública más cercana a la batería de tanques, si la batería de tanques es evidente desde esa ubicación. Dicho letrero, que no deberá tener menos de tres (3) pies cuadrados y no más de seis (6) pies cuadrados, deberá proporcionar: el nombre del Operador; un número de teléfono en el que se puede contactar al Operador en todo momento; un número de teléfono para servicios de emergencia locales; el nombre del arrendamiento o el(los) nombre(s) del(los) pozo(s) de petróleo y gas asociado(s) con la batería de tanques; la vía pública utilizada para acceder al sitio; y la ubicación legal, incluida la sección del barrio. En lugar de
 - iii. Tanques y contenedores.
 - a) Todos los tanques con una capacidad de diez (10) barriles o más deberán estar etiquetados o identificados con la siguiente información:
 1. Nombre del Operador;
 2. Teléfono de contacto de emergencia del Operador;
 3. Capacidad del tanque;

4. Contenido del tanque; y
5. Etiqueta de la Asociación Nacional de Protección contra Incendios (NFPA).

11. **Uso de ductos.** El Operador acuerda construir ductos para el transporte de petróleo, gas y agua producida desde las Yacimiento Petrolífero a las especificaciones establecidas en el Anexo D y utilizar dichos ductos en las Yacimiento Petrolífero antes de que comience la Fase de Producción. Durante la fase de Terminación, el operador utilizará ductos para el agua producida para el reflujó en la mayor medida posible. Toda el agua dulce para las terminaciones se debe transportar a las Yacimiento Petrolífero por medios que no sean por camión. La obligación del Operador de construir y utilizar dichos ductos está sujeta a que la Ciudad otorgue al Operador todo el derecho de paso necesario al Operador y que la Ciudad emita al Operador las aprobaciones necesarias de la Ciudad (incluidas, entre otras, el derecho de paso, la clasificación, el permiso de uso condicional). Se le debe permitir al Operador utilizar tanques temporales durante las operaciones de perforación, reflujó, reparación de pozos, terminación, fracturación hidráulica y mantenimiento. Esto está supeditado a la aprobación del Permiso de Uso Condicional para los Ductos.
12. **Plan de respuesta a emergencias.** Se requiere que el Operador complete un Plan de Respuesta a Emergencias detallado. La Oficina de Gestión de Emergencias (OEM) de la Ciudad y el Distrito de Rescate de Incendios de South Adams o Brighton deben aprobar el Plan de Respuesta a Emergencias ("Plan") antes de que comience la Fase de Perforación. Siempre que se cumplan todos los requisitos de esta Sección, la Ciudad no deberá retener injustificadamente la aprobación y deberá aprobar el Plan dentro de los treinta (30) días posteriores a la presentación y la Ciudad ayudará al Operador a obtener una aprobación expedita del Condado de South Adams y del Departamento de Bomberos de Brighton.

El Plan será revisado por el Operador anualmente y todas las actualizaciones presentadas a la Ciudad y al Condado de South Adams o al Distrito de Rescate de Incendios de Brighton, incluidos los cambios (cambio de personal de campo responsable, cambios de propietarios, etc.). Si no se realizan actualizaciones al Plan, el Operador deberá proporcionar un aviso de "no cambio". El Plan incluirá un sistema de notificación para los ciudadanos potencialmente afectados y los edificios ocupados.

El Plan constará de al menos la siguiente información:

- A. Nombre, dirección y número de teléfono, incluidos los números de veinticuatro horas de al menos dos personas responsables de las operaciones de campo, así como la información de contacto de cualquier subcontratista del Operador contratado para emergencias de control de pozo.
- B. Un mapa de instalaciones tal como están construidas en un formato adecuado para ingresar al sistema GIS de la Ciudad que muestre las ubicaciones y el tipo de instalaciones en la superficie y debajo de la superficie, incluyendo tamaños y profundidades por debajo del nivel de todas las tuberías de descarga de petróleo y gas y el equipo asociado, válvulas de aislamiento, operaciones de superficie y sus funciones, así como rutas de transporte hacia y desde los sitios de exploración y desarrollo, con fines de respuesta y gestión. La Ciudad mantendrá confidencial la información relativa a las tuberías de descarga y las válvulas de aislamiento y solo se divulgará en el caso de un o para un respondedor o para la capacitación de los respondedores. La Ciudad negará el derecho de inspección de los mapas de las instalaciones tal como están construidas al público de conformidad con C.R.S. § 24-72-204.

- C. Información detallada sobre cada emergencia razonable posible que puede estar asociada con la operación. Esto puede incluir cualquiera o todos los siguientes factores: explosiones, incendios, fugas o rupturas de tuberías de gas o petróleo, sulfuro de hidrógeno u otras emisiones de gases tóxicos, accidentes o derrames de materiales peligrosos de vehículos, o desastres naturales. Una disposición de que cualquier derrame fuera del área de contención, que tenga el potencial de abandonar la instalación o amenazar las aguas del estado, o según lo exija el Plan aprobado por la Ciudad, se informará al despacho local y al Director de COGCC de acuerdo con las Regulaciones de COGCC.
- D. Información detallada que identifique el acceso y las instalaciones de atención médica que se prevé utilizar.
- E. Un plan específico para el proyecto, para cualquier proyecto que implique perforar o penetrar a través de zonas conocidas de gas de sulfuro de hidrógeno.
- F. Una declaración e información detallada que indique que el Operador cuenta con el personal, los suministros y la capacitación adecuados para implementar el Plan inmediatamente en todo momento durante la construcción y las operaciones.
- G. El Operador deberá tener Hojas de Datos de Seguridad de Materiales (MSDS) actuales para todos los productos químicos utilizados o almacenados en una Localización. Las hojas de MSDS se proporcionarán inmediatamente a solicitud de los funcionarios de la Ciudad, un oficial de seguridad pública o un profesional de la salud, según lo exige la Regla 205 de COGCC.
- H. *Notificación pública.* El Plan deberá incluir una disposición que establezca un proceso mediante el cual el Operador notifique a los vecinos circundantes para informarles sobre las operaciones en el sitio y proporcionar información de contacto suficiente para que los vecinos circundantes se comuniquen con el Operador.
- I. Toda la capacitación asociada con el Plan se coordinará con la Ciudad y el Distrito de Bomberos del Condado de South Adams y el Distrito de Protección de Brighton.
- J. Una disposición que obligue al Operador a reembolsar a las agencias apropiadas por los gastos incurridos que resulten de las operaciones del Operador, en la medida en que lo exijan los Estatutos Estatales Revisados de Colorado.
- K. El Operador proporcionará a la Ciudad sus protocolos de cierre y notificará de inmediato a la Ciudad de cualquier cierre que pueda tener un impacto en cualquier área más allá de los límites de la Localización.
- L. *Plan de evacuación de emergencia.* El Operador proporcionará una copia de un plan de evacuación de emergencia para la Localización. Cualquier plan de evacuación que detalle a todas las personas a las que deben ser notificadas en el caso de una evacuación, incluidas, entre otras, todas las personas que residen dentro de (1/2) media milla del borde de la construcción o perturbación de la superficie, será manejado por el OEM.
- M. *Informes de incendios y explosiones.* Cualquier accidente o evento natural que involucre un incendio, explosión o detonación que requiera servicios de emergencia o la cumplimentación del

Formulario 22 de COGCC se informará a la LGD de la Ciudad dentro de las 24 horas posteriores a la conclusión de un incidente. Este informe incluirá estos detalles, en la medida disponible:

- i. Fuente de combustible
- ii. Ubicación
- iii. Proximidad a residencias y otros edificios ocupados
- iv. Causa
- v. Duración
- vi. Intensidad
- vii. Volumen
- viii. Particularidades y grado de daño a las propiedades, si las hubiera más allá de la Localización
- ix. Lesiones a persona(s)
- x. respuesta de la gerencia; y
- xi. Medidas correctivas y preventivas que deben tomarse dentro de un período de tiempo especificado. El Operador deberá proporcionar a la Ciudad un informe adicional que contenga la información anterior después de la finalización del accidente o evento natural si dura más de 24 horas.

13. **Seguro.** El Operador acepta proporcionar responsabilidad civil y seguro bajo las condiciones y en los montos establecidos en el Anexo ____.

14. **Transporte y circulación.** El Operador cumplirá con todos los requisitos de Transporte y Circulación según lo estipulado en el Código de Uso de Tierras de la Ciudad según lo requiera razonablemente el Ingeniero de Tráfico de la Ciudad y cumplirá con todas las regulaciones aplicables sobre materiales peligrosos. El Operador presentará un plan de control de tráfico a la Ciudad que incluya descripciones detalladas de todas las rutas de acceso propuestas para equipos, agua, arena, líquidos de desecho, sólidos de desecho, desechos mixtos y todo otro material que se transportará en las calles y carreteras públicas de la Ciudad. El Operador obtendrá los permisos de acceso necesarios, que la Ciudad no retendrá injustificadamente.

A. *Plan de control de tráfico.* El plan de tráfico incluirá lo siguiente:

- i. Pesos estimados de los vehículos cuando están cargados, una descripción de los vehículos, incluido el número de ruedas y ejes de dichos vehículos y viajes por día.
- ii. Detalle de las ubicaciones de acceso para cada localización incluyendo la distancia de visión, el radio de giro de los vehículos y una plantilla que indique que esto es factible,

la distancia de visión, el volumen de entrada y salida de cada sitio en un día promedio y lo que puede esperar durante la hora pico.

- iii. El mapa de ruta del camión y las plantillas de radio de giro del camión con una lista de requeridos y determinados de que ciertas mejoras son necesarias en las intersecciones a lo largo de la ruta.
 - iv. Restricción del tráfico no esencial hacia y desde las Yacimiento Petrolífero a los períodos fuera de los períodos de tránsito pico de la mañana y de la tarde y durante las horas escolares (generalmente de 7 a 8 am y de 3 a 6 pm) si la Localización o la carretera de acceso se encuentran a 1.000 pies de la propiedad de una escuela. Identificación de la necesidad de cualquier carril de tráfico adicional, que estaría sujeto a la aprobación final del ingeniero de la Ciudad.
 - v. *Mejoras públicas.* En el caso de que se requieran mejoras en la vía pública para adaptarse a una Operación, y antes de que se permita el trabajo dentro de cualquier derecho de paso de la Ciudad, el Operador elaborará planos diseñados para ser preparados por un ingeniero civil con licencia de Colorado, de conformidad con los estándares de la Ciudad. para revisión y aprobación por parte de la ciudad.
 - vi. *Acceso a la Localización del pozo de petróleo y gas.* El acceso a cualquier propiedad desde una calle de la Ciudad requiere un permiso de acceso emitido por la Ciudad. Los Permisos de acceso son revocables tras la emisión de una orden de detención de trabajo o si se producen otras violaciones de los Permisos de petróleo y gas. Los permisos y la construcción de accesos deben cumplir con los Estándares y Especificaciones de Construcción de Ingeniería de la Ciudad y los estándares de diseño.
 - vii. *Private Access Roads.* Todas las carreteras privadas utilizadas para acceder o realizar Operaciones se deben clasificar para determinar un drenaje apropiado, y se deben pavimentar y mantener para proporcionar un acceso adecuado para los vehículos del Operador y los vehículos de emergencia. El Operador debe cumplir con las normas de la ciudad con respecto al seguimiento de vehículos y la mitigación de polvo.
 - viii. *Acceso a una autovía estatal.* Cuando el acceso a una Localización es directamente a una autovía estatal, el Operador debe obtener y mantener un Permiso de Acceso a la Autovía Estatal aprobado.
 - ix. *Rutas de transporte.* Los operadores solo usarán carreteras para las rutas de transporte que se identifican en un plan de control de tráfico aprobado por la Ciudad.
- B. *Vehículos de gran tamaño/peso.* Cualquier vehículo de gran tamaño o gran peso que utilice cualquier calle de la Ciudad deberá obtener de la Ciudad un Permiso de Combinación de Vehículos de gran tamaño, gran peso y mayor longitud.
- C. *Arrastre de lodo.* El Operador tomará todas las medidas posibles para garantizar que los vehículos no dejen rastro de lodo o escombros en las calles de la Ciudad. Si, no obstante, el lodo o los escombros se depositan en las calles de la Ciudad, en exceso de los niveles *mínimos*, el Operador deberá limpiar las calles inmediatamente. Si por alguna razón esto no se puede hacer, o necesita ser pospuesto, la Ciudad será notificada del plan del Operador para la eliminación del lodo.

- D. *Cadenas.* Las cadenas de tracción de equipos pesados deben retirarse antes de ingresar a una calle de la Ciudad.

15. *Mejores prácticas de gestión del reflujo*

- A. Antes del reflujo, el Operador notificará al distrito de bomberos local correspondiente al menos 24 horas antes de que el reflujo de producción esté programado para comenzar por primera vez en una plataforma de pozo. El operador llevará a cabo una revisión de seguridad previa al inicio (PSSR), que revisará los requisitos de separación de instalaciones y equipos y los procedimientos de seguridad.
- B. Durante el reflujo, el Operador utilizará monitores de gas que son capaces de detectar el Nivel de Explosión Inferior y el H₂S, que emiten un tono audible vinculado a los teléfonos celulares para notificar a las personas dentro y fuera del lugar. El operador también enviará gas de reflujo al ducto de distribución cuando sea posible. La instalación de producción se construirá antes de que el reflujo y los equipos de reflujo se vinculen a los Combustores. El Operador utilizará la medición automática del tanque para medir los niveles del tanque y tener operaciones realizadas por personal las 24 horas. Las instalaciones de producción serán capaces de ESD (apagado de emergencia) remoto.