

# SEMARNAT

SECRETARÍA DE  
MEDIO AMBIENTE  
Y RECURSOS NATURALES



## GUÍA DE CRITERIOS AMBIENTALES PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS CONTENIDOS EN LUTITAS



GUÍA DE CRITERIOS AMBIENTALES PARA LA  
EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE  
HIDROCARBUROS CONTENIDOS EN LUTITAS

**GUÍA DE CRITERIOS AMBIENTALES PARA LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS  
CONTENIDOS EN LUTITAS.**

Dirección General de Energía y Actividades Extractivas.  
DR©2015 Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales.  
Boulevard Adolfo Ruiz Cortines 4209, Col. Jardines en la Montaña,  
C.P. 14210, Tlalpan, México, D.F.

Primera edición 2015

Hecho e impreso en México

# ÍNDICE

|             |                                                                                                            |           |
|-------------|------------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>1.</b>   | <b>INTRODUCCIÓN</b>                                                                                        | <b>5</b>  |
| <b>1.1.</b> | <b>PROCESO DE FRACTURACIÓN HIDRÁULICA</b>                                                                  | <b>6</b>  |
| <b>1.2.</b> | <b>IMPACTOS AMBIENTALES DE LA FRACTURACIÓN HIDRÁULICA</b>                                                  | <b>7</b>  |
| <b>2.</b>   | <b>OBJETIVO</b>                                                                                            | <b>9</b>  |
| <b>3.</b>   | <b>CRITERIOS GENERALES</b>                                                                                 | <b>11</b> |
| <b>4.</b>   | <b>EXPLORACIÓN</b>                                                                                         | <b>15</b> |
| <b>5.</b>   | <b>PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN DE POZO</b>                                                                   | <b>17</b> |
|             | AGUA                                                                                                       | 17        |
|             | BIODIVERSIDAD                                                                                              | 19        |
|             | SUELOS                                                                                                     | 20        |
|             | ATMÓSFERA                                                                                                  | 20        |
|             | SISMICIDAD                                                                                                 | 21        |
| <b>5.1.</b> | <b>PREPARACIÓN DEL SITIO</b>                                                                               | <b>21</b> |
|             | BIODIVERSIDAD                                                                                              | 21        |
|             | SUELO                                                                                                      | 21        |
| <b>5.2.</b> | <b>FRACTURAMIENTO</b>                                                                                      | <b>22</b> |
|             | AGUA                                                                                                       | 23        |
|             | SUELO                                                                                                      | 24        |
| <b>5.3.</b> | <b>DISPOSICIÓN DE LOS RESIDUOS DE PERFORACIÓN Y FRACTURAMIENTO</b>                                         | <b>26</b> |
| <b>5.4.</b> | <b>TERMINACIÓN DE POZO (PETROLERO)</b>                                                                     | <b>27</b> |
| <b>6.</b>   | <b>EXTRACCIÓN</b>                                                                                          | <b>29</b> |
| <b>6.1.</b> | <b>DISPOSICIONES GENERALES</b>                                                                             | <b>29</b> |
| <b>6.2.</b> | <b>PREPARACIÓN DEL SITIO Y CONSTRUCCIÓN DE LOS SISTEMAS DE RECOLECCIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE HIDROCARBUROS</b> | <b>29</b> |
| <b>6.3.</b> | <b>CONCLUSIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO</b>                                        | <b>30</b> |
| <b>7.</b>   | <b>CIERRE Y ABANDONO</b>                                                                                   | <b>31</b> |

|                                                                                                        |           |
|--------------------------------------------------------------------------------------------------------|-----------|
| <b>ANEXO 1. NORMAS OFICIALES MEXICANA</b>                                                              | <b>33</b> |
| <b>ANEXO 2. ESTUDIO DE ESTADO BASE</b>                                                                 | <b>35</b> |
| <b>ANEXO 3. MAPAS DE VULNERABILIDAD AMBIENTAL</b>                                                      | <b>37</b> |
| <b>ANEXO 4. DISTANCIAS RECOMENDABLES PARA MONITOREO DE ACUÍFEROS Y CUERPOS DE AGUA</b>                 | <b>45</b> |
| <b>ANEXO 5. DISTANCIA RECOMENDABLE ENTRE LOCALIZACIONES EN TERRENOS AGRÍCOLAS, GANADEROS O ERIALES</b> | <b>47</b> |
| <b>ANEXO 6. ELEMENTOS RECOMENDABLES EN LA BITÁCORA</b>                                                 | <b>49</b> |
| <b>BIBLIOGRAFÍA</b>                                                                                    | <b>51</b> |
| <b>SIGLAS Y ACRÓNIMOS</b>                                                                              | <b>53</b> |
| <b>GLOSARIO</b>                                                                                        | <b>55</b> |



## 1. INTRODUCCIÓN

El 20 de diciembre de 2013, se publicaron en el *Diario Oficial de la Federación*, diversas reformas y adiciones a la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en materia de energía, y el 11 de agosto de 2014, se expidieron diversas leyes y reglamentos y se modificaron otras, en una acción jurídica integral que en su conjunto constituye la denominada Reforma Energética. La reforma representa un cambio de paradigma en el aprovechamiento de los hidrocarburos con que cuenta nuestro país para producir energía. Una de las principales modificaciones registradas para incrementar el aprovechamiento de estos recursos lo constituye la posibilidad de la extracción de gas y aceite de formaciones geológicas constituidas por lutitas (gas de esquisto o *shale gas*).

A la fecha se han identificado reservas de aceite y gas contenidos en lutitas en los estados de Coahuila, Nuevo León, Tamaulipas, San Luis Potosí, Querétaro, Veracruz, Hidalgo, Puebla, Oaxaca, Tabasco y Chiapas. Petróleos Mexicanos estimó, en 2012, un recurso técnicamente recuperable que puede variar entre 150 y 459 billones de pies cúbicos, sin embargo, la Energy Information Administration (EIA) del gobierno estadounidense publicó, en 2013, una evaluación a nivel internacional, que estima que en las cuencas de México existe un recurso técnicamente recuperable de 545 billones de pies cúbicos de gas y 13 billones barriles de aceite contenido en lutitas.

| Technically Recoverable<br>Shale Gas Resources<br>(Tcf) |              |
|---------------------------------------------------------|--------------|
| 1. U.S.                                                 | 1,161        |
| 2. China                                                | 1,115        |
| 3. Argentina                                            | 802          |
| 4. Algeria                                              | 707          |
| 5. Canada                                               | 573          |
| 6. Mexico                                               | 545          |
| 7. Australia                                            | 437          |
| 8. South Africa                                         | 390          |
| 9. Russia                                               | 285          |
| 10. Brazil                                              | 245          |
| 11. Others                                              | 1,535        |
| <b>TOTAL</b>                                            | <b>7,795</b> |

| Technically Recoverable<br>Shale Oil Resources<br>(Billion Barrels) |            |
|---------------------------------------------------------------------|------------|
| 1. Russia                                                           | 75         |
| 2. U.S.                                                             | 48         |
| 3. China                                                            | 32         |
| 4. Argentina                                                        | 27         |
| 5. Libya                                                            | 26         |
| 6. Australia                                                        | 18         |
| 7. Venezuela                                                        | 13         |
| 8. Mexico                                                           | 13         |
| 9. Pakistan                                                         | 9          |
| 10. Canada                                                          | 9          |
| 11. Others                                                          | 65         |
| <b>TOTAL</b>                                                        | <b>335</b> |



Fuente: Advanced Resources International, Inc.

La atracción de inversiones de los asignatarios - empresas productivas del Estado y particulares-, para la explotación de los recursos provenientes de las formaciones de lutitas, sumada a la explotación convencional, permitirá a nuestro país impulsar el desarrollo económico y social y fortalecer el ahorro de largo plazo en beneficio de las generaciones futuras.

Un propósito de la Reforma Energética es promover la inversión en el sector bajo criterios de responsabilidad social y protección al medio ambiente. Es por ello que debido a que se conocen los impactos ambientales que la actividad trae consigo, los cuales pueden prevenirse, evitarse o atenuarse, se elabora la presente guía de criterios ambientales, en la que se sistematizan obligaciones para con el medio ambiente, establecidas en leyes, reglamentos y normas oficiales mexicanas relacionadas y se emiten recomendaciones como resultado del análisis y discusión de un grupo de trabajo conformado por especialistas en la materia adscritos a las diferentes áreas del sector energía y medio ambiente.

La guía contiene, además de lo comentado en el párrafo anterior, dos apartados introductorios, uno en el que se explica el proceso de fracturación hidráulica y otro, sobre los principales impactos ambientales que dicha técnica conlleva. La sistematización de obligaciones ambientales y recomendaciones se formulan en un apartado de Criterios Generales, y en apartados sobre las cuatro etapas de la exploración y extracción del hidrocarburo contenido en lutitas: 1) Exploración, 2) Perforación y terminación del pozo, 3) Extracción (operación y mantenimiento), y 4) Cierre y abandono. Para cada una de las etapas se establecen especificaciones sobre la protección de los acuíferos, la conservación de la biodiversidad, la preservación del suelo, la prevención y control de la contaminación atmosférica y el manejo de los residuos.

## 1.1. PROCESO DE FRACTURACIÓN HIDRÁULICA.

En la etapa de perforación para la extracción de hidrocarburos asociados a lutitas, se llevan a cabo tres actividades fundamentales: la perforación vertical, la perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico (*fracking*).

El fracturamiento es una técnica desarrollada en Estados Unidos de Norteamérica (EE.UU.) a mediados de siglo XX, con el propósito de mejorar el caudal de los pozos de muy baja productividad. Al final de los años setenta, el fracturamiento ya era una tecnología probada, aplicada de un modo estándar para transformar en económicamente viables, pozos de baja productividad, fundamentalmente de gas y en yacimientos convencionales. La combinación de perforación horizontal junto con varias etapas de fracturamiento en un mismo pozo comenzó a ser usada para la extracción de gas en yacimientos no convencionales en Norteamérica a inicios del siglo XXI. La técnica consiste en generar uno o varios canales que incrementen la permeabilidad de la roca a través de la inyección de fluidos a alta presión, de modo que abran una fractura en el yacimiento. Con el fin de evitar el natural cierre de la fractura, en el momento en que se reduce la presión hidráulica que la mantienen abierta, se bombea junto con el agua, un agente apuntalante comúnmente arena, que mantiene las fracturas abiertas. No es una técnica novedosa, en el mundo se ha sobrepasado ampliamente un millón de operaciones de fracturamiento de pozos.

El primer avance en la perforación horizontal se desarrolla en la década de los ochenta, con la mejora de los motores de fondo y la telemetría del pozo. El motor de fondo es una turbina hidráulica movida por el fluido de perforación, que se sitúa casi en el extremo de la sarta de perforación, evitando de este modo la rotación de toda la sarta, al hacer girar solo la herramienta de corte y permitir variar el ángulo de ataque para dirigir la perforación en la dirección deseada y con el ángulo adecuado. Mediante la telemetría se envía una señal desde el fondo del pozo, prácticamente desde la herramienta de corte hasta la superficie, lo que permite conocer su ubicación, junto con información adicional relativa a los fluidos y tipo de rocas que se están cortando. El perfeccionamiento de las dos tecnologías antes mencionadas, el motor de fondo y la telemetría del pozo, junto con las mejoras continuas en los fluidos de perforación y las herramientas de corte, dio paso al segundo avance, realizado en la pasada década, el cual radica en el aumento de la longitud de la sección horizontal del pozo, lo que permitió pasar rápidamente de secciones de 100 metros a más de 4 kilómetros

en perforación horizontal. Los avances actuales se centran en la consecución de pozos mucho más largos en su sección horizontal, más profundos, más precisos y con múltiples ramas. Los progresos antes descritos permiten maximizar la eficiencia de producción del gas y aceite contenidos en lutitas.

A lo largo de la sección horizontal del pozo se realizan varias etapas de fracturamiento con el fin de incrementar el volumen de roca drenado. Cuanto mayor sea la interconexión de la red de fracturas generadas, más eficiente será el drenaje del gas y aceite, y por lo tanto, mayor el factor de recuperación.

Existen varios tipos de fluidos de fracturamiento, como los fluidos base agua, base aceite, las emulsiones y los sistemas espumados. El agua es comúnmente utilizada a nivel mundial como el componente principal del fluido de fracturamiento, por su bajo costo, fácil manejo y excelentes propiedades. Los fluidos base aceite (diésel, keroseno o petróleo crudo) surgen de la necesidad de tener un fluido de fracturamiento que sea óptimo donde las formaciones a fracturar requieran condiciones que no proporcionan las soluciones acuosas. Los fluidos emulsionados son mezclas de ácido o agua en hidrocarburo; este tipo de fluidos ayudan a reducir la viscosidad del crudo a extraer, disolviendo ciertos compuestos asfálticos, lo que mejora la productividad. Los fluidos espumados son una dispersión de un gas en un líquido, en donde el gas es la fase dispersa y el líquido es la fase continua. Existen espumas base agua y base aceite. En algunos países como Canadá, Estados Unidos y Argentina se han probado también los fluidos energizados, que son fluidos de fracturamiento energizados por la adición de un gas compresible (N<sub>2</sub>, CO<sub>2</sub>), a veces soluble, como parte del fluido.

## 1.2. IMPACTOS AMBIENTALES DE LA FRACTURACIÓN HIDRÁULICA.

El proceso de extracción por fractura hidráulica, de no hacerse bajo condiciones de protección ambiental, puede provocar diversos impactos; entre éstos, los más relevantes son: competencia por el agua, contaminación de los acuíferos, contribución al calentamiento global, contaminación del suelo, contaminación atmosférica, afectación a la infraestructura carretera y habitacional, así como pérdida de la biodiversidad.

**Disminución de disponibilidad del agua en ecosistemas y para uso y consumo de los seres humanos.** Debido a que se requieren de 9 a 29 millones de litros para la fractura de un sólo pozo, en función de la profundidad, extensión y permeabilidad del yacimiento, cuando se perforan varios pozos en una región determinada, se compite por el agua para otros usos, comprometiendo el derecho humano al agua, es decir al agua para consumo doméstico, así como el agua destinada para la producción agrícola y el sostenimiento de ecosistemas.

**Contaminación de los acuíferos.** Cuando llega a presentarse un fallo en la estructura del pozo inyector (cementación y revestimiento), y éste se encuentra en la proximidad de los acuíferos, éstos pueden contaminarse con las sustancias químicas adicionadas al agua de fracturamiento o por el hidrocarburo extraído. Existen más de 750 tipos diferentes de químicos en el fluido de perforación, entre los cuales algunos se consideran cancerígenos, otros pueden afectar al sistema endócrino, causar daños en el sistema nervioso, o provocar alergias.

Es importante tomar en consideración que, además de los químicos citados arriba, el líquido de perforación se combina en el proceso de fractura con sustancias disueltas en el sedimento de la lutita, como son metales pesados, metaloides, y metano lo que provoca reacciones químicas imprevistas de naturaleza nociva para la salud humana y de otros organismos. Por último, esta mezcla se encuentra en riesgo de entrar en contacto con elementos radioactivos presentes en la profundidad de las rocas, como es el caso del radón.



**Contaminación del suelo.** Los insumos tóxicos utilizados en el proceso de fracturamiento y los lodos que brotan del pozo deben ser tratados en apego a consideraciones de seguridad, ya que de no hacerlo, al producirse derrames, éstos pueden afectar severamente al suelo inhibiendo su vocación productiva, y al lixivarse, pueden llegar a contaminar los acuíferos subyacentes.

**Contaminación por radiactividad de aguas de retorno en procesos de extracción de hidrocarburos a partir de fractura hidráulica.** La mezcla utilizada en pozos de fractura hidráulica es reutilizada en el mismo pozo en múltiples ocasiones. En el subsuelo, entra en contacto con el agua milenaria que se encuentra en la roca, así como con otras sustancias de este estrato geológico, altamente corrosivas o radioactivas, las cuales se mezclan y empiezan a cambiar la conformación de la mezcla inyectada, pudiendo llegar a concentraciones elevadas.

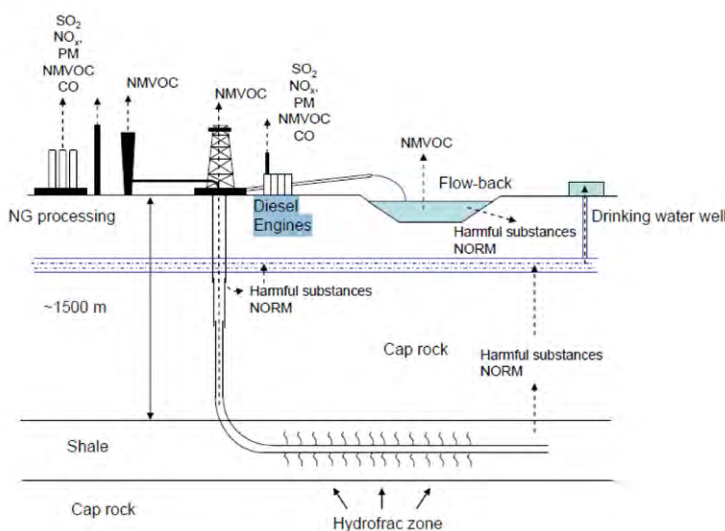
Cuando estas aguas contienen altas concentraciones de bromuro y son tratadas en las plantas de tratamiento comunes, construidas para las aguas residuales domésticas, al entrar en contacto con el cloro de las últimas etapas del tratamiento, éste reacciona creando trihalometanos, un químico que causa cáncer y aumenta el riesgo de que los seres humanos en contacto con este líquido presenten problemas reproductivos y de desarrollo.

**Contaminación del aire y contribución al cambio climático.** La explotación del gas y aceite de lutitas puede contribuir a la aceleración del cambio climático debido a las emisiones de gas metano, carbón negro y bióxido de carbono, que se producen por ineficiencias en la extracción, procesamiento, almacenamiento, traslado y distribución. El metano es un gas que presenta un efecto invernadero veinticinco veces más potente que el dióxido de carbono ( $\text{CO}_2$ ).

La extracción de hidrocarburos puede generar emisiones de otros contaminantes como los compuestos de azufre; además, la actividad en el traslado de maquinaria y equipo contribuye a incrementar las emisiones de material particulado de diferentes características.

**Afectación a la infraestructura carretera y habitacional.** El intenso tránsito de camiones de carga por carreteras y caminos vecinales ocasiona su deterioro acelerado; así mismo, los trabajos de reinyección de fluidos pueden ocasionar movimientos telúricos.

**Pérdida de la biodiversidad.** El desmonte de grandes áreas, la construcción de caminos, el intenso tráfico de vehículos, el polvo, el ruido e intensidad lumínica, pueden afectar a las especies vegetales y animales inhibiendo su capacidad reproductiva, de alimentación, de resistencia a condiciones adversas y a depredadores naturales.



## 2. OBJETIVO

La presente guía tiene como objetivo precisar los lineamientos ambientales que los operadores petroleros deben asegurar y considerar para llevar a cabo actividades de exploración, perforación y terminación del pozo, extracción, cierre y abandono de proyectos de hidrocarburos contenidos en lutitas, con el propósito de garantizar la protección al medio ambiente en el desarrollo de dichas actividades, en tanto no se emitan las regulaciones oficiales en la materia.





### 3. CRITERIOS GENERALES.

1. Los operadores petroleros deben vigilar y cumplir las obligaciones previstas por el marco legal, normativo y de gestión, vigente en materia ambiental, mismas que deberán ser observados en todo momento. En el Anexo 1 se relaciona la normatividad vigente en la materia.
2. En las actividades de exploración, extracción y abandono, se deben observar las estrategias y criterios de regulación ecológica dispuestos en los programas de ordenamiento ecológico vigentes.
3. Se sugiere incorporar los criterios del presente documento y demás medidas que permitan asegurar la protección al medio ambiente en Manifestación de Impacto Ambiental (MIA), que están obligados a presentar los operadores petroleros de acuerdo a lo establecido en la Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente (LGEEPA) y su Reglamento en Materia de Impacto Ambiental.
4. Como parte de la MIA, y previo al inicio de cualquier actividad, se debe considerar la integración de un estudio de Estado Base con la finalidad de prever lo dispuesto en la Ley Federal de Responsabilidad Ambiental, considerando la siguiente información: calidad del aire, acuíferos, cuerpos de agua superficial, flora, fauna, condición del suelo, sitios contaminados y pasivos ambientales, sismicidad, fracturas y fallas geológicas en el sitio (ver Anexo 2).
5. La MIA puede considerar la información contenida en los mapas de vulnerabilidad ambiental que se integran como Anexo 3 de esta guía de criterios. Con base en lo dispuesto por el artículo 83 de la LGEEPA, el operador petrolero deberá demostrar que las actividades de exploración y/o extracción de hidrocarburos contenidos en lutitas no afectarán la integridad funcional de los ecosistemas presentes, debiendo proponer las medidas adicionales para prevenir impactos ambientales negativos acorde a sus características de sensibilidad *in situ* y *ex situ*.
6. En las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos contenidos en lutitas realizadas en sitios denominados *ex situ*, el operador petrolero puede incorporar en la MIA las medidas de seguridad adicionales para evitar el riesgo de contaminación de acuíferos en la localización que a través de la dinámica hídrica pueda impactar negativamente en áreas de restricción aguas abajo.
7. El operador petrolero debe gestionar, obtener y mantener vigentes las garantías financieras (seguros y/o fianzas) que cubran los impactos ambientales negativos de las obras y actividades generadas en la realización del proyecto y posterior al mismo, hasta que se demuestre, ante la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), que se alcanzaron condiciones de remediación y restauración de conformidad al Estado Base.
8. Es conveniente llevar una bitácora de operación que esté disponible en cada localización para que la autoridad competente tenga acceso a ella. En ésta se puede registrar, de manera diaria, la información señalada en el Anexo 6.
9. Se debe evitar cazar, traficar o perjudicar a las especies y subespecies de flora y fauna silvestres que habitan en la zona del proyecto, especialmente aquellas que se encuentran en categoría especial de conservación, según lo establecido en la Norma Oficial Mexicana NOM-059-SEMARNAT-2010, o la que la modifique o la sustituya, así como en otras disposiciones aplicables en la materia.
10. Todos los residuos sólidos urbanos, de manejo especial y peligrosos, generados por la exploración, perforación, extracción, o cierre y abandono del proyecto, se deben identificar, clasificar, someter a un plan de manejo integral y cumplir con lo que establece la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos (LGPGIR), su reglamento y las NOM aplicables. Es conveniente

que el almacenamiento de residuos se lleve a cabo en sitios específicos dentro de la localización, de acuerdo a sus características y compatibilidad y en condiciones que impidan la contaminación de suelos, subsuelos y cuerpos de agua.

11. Como parte de los estudios básicos de su proyecto, el operador petrolero debe definir la fuente que suministrará el agua para la extracción de los hidrocarburos contenidos en lutitas, consultando la disponibilidad de agua de las cuencas o acuíferos, determinada y publicada por la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA). En caso de que la disponibilidad sea nula o insuficiente, podrá optar por la adquisición de derechos, el uso de agua residual o la importación de agua desde cuencas o acuíferos circunvecinos que cuenten con disponibilidad del recurso.
12. En caso de que se tengan fuentes alternativas de abastecimiento, el operador petrolero debe optar por aquéllas que por su calidad no sean aptas para otros usos, ni susceptibles de tratamiento.
13. Se debe evitar la exploración o extracción de hidrocarburos de lutitas, siempre que exista evidencia de riesgo en las condiciones de los estratos geológicos a intervenir, en términos de su impermeabilidad, estabilidad, vulnerabilidad de los acuíferos, fallas sísmicas activas, que pudieran provocar problemas de resistencia y hermeticidad en los pozos.
14. El operador petrolero debe instalar sistemas de retención, reutilización y recuperación de agua dentro de la localización, con el fin de prevenir y controlar la contaminación de bienes nacionales.
15. El operador petrolero debe realizar labores de remoción, limpieza y remediación de los cuerpos receptores o bienes nacionales afectados por derrames de contaminantes.
16. Se deben tomar las medidas necesarias para mitigar la dispersión de polvos y partículas en cada una de las etapas del proyecto. Las bateas de los camiones que transporten material pétreo o susceptible de generar polvos, deben estar cubiertas con lonas para evitar la dispersión de partículas. El material no debe sobrepasar la parte superior de las paredes de la batea.
17. El operador petrolero puede desarrollar un plan de tráfico (por transporte de materiales y equipo) acordado con la autoridad competente, en el que se debe distribuir en tiempo y espacio el tránsito de camiones y vehículos inherentes al proyecto. Lo anterior con el propósito de disminuir las emisiones de partículas contaminantes.
18. El operador petrolero debe cumplir con la normatividad vigente en cuanto a emisión de ruido, o la que la modifique o sustituya.
19. Cuando sea necesario eliminar cubierta vegetal, no se debe quemar vegetación ni usar agroquímicos. El residuo vegetal de estas actividades debe ser dispuesto en el sitio que indique la autoridad local competente o ser triturado para su reincorporación al suelo, o acomodado en curvas de nivel para reducir la erosión del suelo.
20. Cuando se suscite un derrame, o la disposición inapropiada de materiales o residuos peligrosos que ocasionen contaminación en suelos, en cualquier etapa del proyecto, el operador petrolero debe caracterizar el sitio y, en su caso, remediar hasta cumplir con lo establecido en la normatividad, debiendo presentar su propuesta de remediación a la autoridad ambiental, por medio de un programa de restauración del sitio que incluya el detalle de las acciones a realizar en los componentes de suelo y vegetación. En caso de que la contaminación se genere por alguna sustancia no considerada en las normas mencionadas, se deberá presentar a la SEMARNAT el estudio de riesgo para su aprobación.



21. Previo al inicio de operaciones de un proyecto, se deben realizar estudios o análisis del Estado Base de suelos y vegetación; en caso de que se suscite un evento que contamine dichos recursos, o en caso de cierre y abandono del sitio, deberá presentarse un estudio o análisis que emplee los mismos factores y parámetros que contempló el estudio o análisis del estado o línea base para esos recursos, a fin de ser comparados, y, en su caso, elaborar un diagnóstico del daño ambiental. En caso de identificar variaciones en las condiciones ambientales, deberán hacerse estudios de análisis o despistaje químico a partir de muestras de suelos para confirmar la presencia del listado de sustancias que emplea el operador petrolero, según lo que presentó en su Manifestación de Impacto Ambiental.
22. Toda instalación de campamentos, almacenes, oficinas, patios de maniobra y sanitarios portátiles, debe ser temporal y en su ubicación se debe optar por utilizar zonas perturbadas. Al cierre del proyecto, se debe proceder al desmantelamiento y retiro total del equipo, así como de todos aquellos materiales ajenos al sistema ambiental.





## 4. EXPLORACIÓN.

1. El operador petrolero debe garantizar la integridad del pozo exploratorio, por lo que se recomienda cumplir con lo estipulado en el apartado II numeral 8 de pozos terminados, previamente al inicio del proceso de fracturación.
2. Para determinar la existencia de acuíferos no identificados por la CONAGUA, el operador petrolero puede realizar exploración geofísica 3D, realizar registros geofísicos de pozos y caracterizar el subsuelo desde la superficie hasta la profundidad total de la perforación, para conocer la estratigrafía, la litología y la estructura geológica. La exploración geofísica permitirá definir el grado de fracturamiento natural de las formaciones comprendidas entre los estratos de lutita y los acuíferos. A fin de evitar controversias con la autoridad, es recomendable proporcionar los resultados de la exploración geofísica a la CONAGUA, con el fin de identificar los acuíferos y los posibles riesgos de afectación o en su caso la posibilidad de explotación de los mismos para la actividad.
3. Es recomendable que el operador petrolero solicite a la CONAGUA que los datos obtenidos en la exploración y en la perforación exploratoria sean interpretados conjuntamente por personal especializado del proyecto y de la CONAGUA. La interpretación se realizará aplicando criterios hidrogeológicos y petroleros, para precisar y confirmar:
  - a) La ubicación de los estratos generadores de hidrocarburos contenidos en lutitas con respecto a los acuíferos definidos oficialmente.
  - b) La probable posición y configuración del límite inferior de estos últimos.
  - c) La existencia de otros cuerpos de agua más profundos e independientes que pudieran ser fuente adicional de agua para el proceso de extracción de gas y/o para los usos comunes del agua.
  - d) La vulnerabilidad al fracturamiento de los estratos comprendidos entre los acuíferos y las lutitas generadoras del gas.

Lo anterior permitirá, tanto a la autoridad como al operador petrolero, contar con el marco técnico de referencia necesario sobre el Estado Base que guardan los recursos hidrológicos en el área de influencia de los yacimientos.
4. El operador petrolero podrá elaborar un modelo conceptual y computacional de flujo y masa, que refleje las condiciones hidrodinámicas actuales y futuras, y que demuestre la no afectación a usuarios y medio ambiente.
5. En caso de que los resultados del programa de exploración del operador petrolero revele la existencia de acuíferos, el operador deberá caracterizar la calidad del agua dentro de la profundidad total programada. La CONAGUA definirá si son fuente de agua apta para otros usos o pueden ser captada para alimentar a los pozos de extracción de hidrocarburos contenidos en lutitas.
6. De manera precautoria, el operador petrolero debe definir el Estado Base de los aspectos hídricos, de conformidad con la Ley Federal de Responsabilidad Ambiental; en éste se considerarán las siguientes actividades:

- a) Levantar el censo de los pozos, sus características constructivas y régimen de operación, así como los cuerpos y corrientes de agua existentes en la zona, recabando datos sobre su ubicación, registros, usos del agua, conforme lo determine la CONAGUA.
  - b) Medir la profundidad a los niveles estáticos tanto en los pozos existentes como en los exploratorios, y tomar muestras de agua para determinar in situ y/o en laboratorio las características físico químicas del agua. Los parámetros a determinar como base serían: conductividad eléctrica, salinidad total, pH, temperatura, oxígeno disuelto, redox y alcalinidad total; y, mediante muestras, determinar en laboratorio: metano, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, sólidos disueltos totales, iones principales (Ca, Mg, Na, K, Cl,  $\text{SO}_4$ ,  $\text{HCO}_3$ ,  $\text{NO}_3$ ), toxicidad, barridos cromatográficos por ion específico de compuestos orgánicos volátiles y compuestos orgánicos semivolátiles, metales (Cd, Cu, Pb, Cr, As, Ni, V, Co, Sr, Ba y Se), DQO e isotopía.
  - c) Construir e instrumentar pozos de monitoreo de agua en número, distribución espacial y características que fije la CONAGUA.
7. En caso de que los resultados de la exploración arrojaran la inviabilidad de continuar con las siguientes etapas del proyecto, es conveniente seguir las especificaciones contenidas en la normatividad en materia de abandono del sitio, aun cuando la actividad se realice en zonas distintas a las de tipo agrícola, ganadera o erial.



Fuente: Marcellus-shale.

## 5. PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN DE POZO.

### AGUA

1. Para la construcción, rehabilitación y cierre de pozos de extracción de agua, el operador petrolero debe cumplir las disposiciones establecidas en la normatividad.
2. En la construcción del contrapozo se debe utilizar un material que garantice que no habrá infiltración al subsuelo. Para tal efecto, se recomienda que el coeficiente de conductividad hidráulica del material sea menor o igual a  $1 \times 10^{-7}$  cm/s.
3. El operador petrolero debe procurar instalar y operar un sistema de monitoreo continuo de acuíferos y cuerpos de agua superficiales, de acuerdo con lo que establezca la CONAGUA, con la finalidad de dirimir diferencias cuando se identifiquen acuíferos afectados en el tiempo en el que se realice la actividad. Este monitoreo debe coincidir con los puntos de muestreo del Estado Base, mismos que pueden ser georeferenciados para su seguimiento.
4. El número y profundidad de los pozos de monitoreo se debe realizar en función del desarrollo del proyecto y los acuíferos identificados, considerando lo siguiente:
  - a) Los parámetros a monitorear de manera continua son:
    - En campo: conductividad eléctrica, salinidad total, pH, temperatura, oxígeno disuelto, redox y alcalinidad total
    - En laboratorio, con una periodicidad de tres meses: metano, dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, sólidos disueltos totales, iones principales (Ca, Mg, Na, K, Cl,  $\text{SO}_4$ ,  $\text{HCO}_3$ ,  $\text{NO}_3$ ), toxicidad, Demanda Química de oxígeno (DQO) y metales (Cd, Cu, Pb, Cr, As, Ni, V, Co, Sr, Ba y Se). En caso de que exista variación significativa en alguno de los parámetros descritos en el punto anterior respecto al Estado Base determinado conforme al numeral 6, inciso b del apartado de Exploración, es conveniente hacer un análisis puntual en laboratorio de todos los parámetros contemplados en el mismo Estado Base y de los barridos cromatográficos por ion específico de Compuesto orgánicos volátiles (COV) y compuestos orgánicos semivolátiles, e isotopía; si se confirman diferencias significativas, se recomienda suspender la actividad de los pozos de exploración o extracción involucrados para identificar el grado de afectación. En caso de existir daño, se deberá dar aviso a la autoridad, y remediar los acuíferos y cuerpos de agua hasta alcanzar el Estado Base, previo al inicio de las operaciones.
  - b) Se puede realizar el monitoreo a partir de esta etapa, considerando lo siguiente (ver Anexo 4):
    - En los acuíferos y/o cuerpos de agua superficiales que se encuentren en un radio que toma como referencia el pozo vertical y la longitud máxima del pozo horizontal más un 50% adicional de distancia, y
    - En los acuíferos hasta una profundidad de 1300 m a partir de la superficie o cuando éstos se encuentren a mayor profundidad, siempre y cuando la distancia vertical entre el pozo horizontal y el nivel del acuífero sea menor a 600 m.
5. En las primeras etapas de perforación vertical, las cuales comprenden las tuberías de conducción y superficial de revestimiento, el operador petrolero debe considerar utilizar únicamente fluidos de perforación libres de químicos e hidrocarburos, a fin de proteger de forma apropiada el manto freático y los acuíferos.

6. Las condiciones superficiales de control, cabezal, árbol de válvulas y preventores, deben ser diseñadas y probadas, previo fracturamiento hidráulico, físicamente en campo para soportar las presiones, esfuerzos y temperaturas esperadas.
7. Los operadores petroleros deben buscar garantizar la integridad del pozo y su hermeticidad a través de elementos técnicos de diseño, construcción y seguimiento, en las actividades de perforación y terminación de pozo y durante su vida útil, considerando además lo siguiente:
  - El operador petrolero debe garantizar la cementación del revestimiento (conductor, superficie, intermedio y productor), seleccionando el grado adecuado de la tubería para soportar los esfuerzos, presiones y condiciones atípicas de operación para cada pozo de exploración o extracción, y tener un tiempo de fraguado suficiente con base en las características del cemento y los aditivos de fraguado usados.
  - El diseño de la posición de los centradores debe asegurar que el centrado de la tubería superficial de revestimiento en el agujero sea el apropiado para tener una distribución homogénea del cemento en el espacio anular y garantizar que éste cubra en su totalidad la circunferencia exterior de las tuberías y la del agujero.
  - El revestimiento superficial debe cubrir hasta una profundidad no menor a 50 metros por debajo de cualquier acuífero intervenido por la sección vertical del pozo de extracción.
  - Se debe reportar el plan direccional del pozo, especificando la profundidad a la que se perforará vertical y horizontalmente, la profundidad en la que inicia la desviación (m) y diámetro del agujero (pulgadas), la tasa de la construcción de ángulo ( $^{\circ}/m$ ) y la dirección del azimut ( $^{\circ}$ ). También se debe reportar el análisis anticollisión con otros pozos o acuíferos cercanos.
  - El diseño y construcción del pozo debe garantizar su integridad respecto a la actividad sísmica inducida y natural del sitio, por lo que es recomendable conocer el histórico de movimientos telúricos en la zona del proyecto y región.
  - Es conveniente que el operador petrolero valide a través de los registros de adherencia del cemento (CBL) y pruebas hidráulicas en campo, la hermeticidad del pozo, antes de continuar con la etapa de perforación o terminación. Si el pozo no cumple con la prueba de resistencia o hermeticidad, éste no debe ser utilizado para fracturamiento hasta que sea reparado. Los operadores deben informar a la SEMARNAT los resultados de las pruebas de resistencia o hermeticidad del pozo y en su caso de la acción correctiva realizada previo fracturamiento.
  - Es conveniente realizar un análisis de integridad del pozo por lo menos una vez al año.
  - Es conveniente que el operador petrolero valide a través de los registros de adherencia del cemento (CBL) y pruebas hidráulicas en campo, la hermeticidad del pozo antes de continuar con la etapa de perforación o terminación. Si el pozo no cumple con la prueba de resistencia o hermeticidad, éste no debe ser utilizado para fracturamiento hasta que sea reparado. Los operadores deben informar a la SEMARNAT los resultados de las pruebas de resistencia o hermeticidad del pozo y en su caso de la acción correctiva realizada previo fracturamiento.
  - Es conveniente realizar un análisis de integridad del pozo por lo menos una vez al año.





## BIODIVERSIDAD

8. La distancia mínima entre el límite o perímetro de la localización y el límite de las zonas urbanas, comunidades, localidades rurales, áreas naturales protegidas, sitios RAMSAR y áreas de relevancia ecológica se debe establecer en función de la vulnerabilidad ambiental del sitio en que se ubique el proyecto de acuerdo con los mapas de vulnerabilidad ambiental que facilita esta Guía, para lo cual se sugiere consultar el Anexo 3. La distancia sugerida en dicho Anexo 3 puede sufrir alteración, de acuerdo a:
  - El estudio de riesgo ambiental
  - El crecimiento de los asentamientos urbanos
9. El tramo horizontal del pozo puede extenderse por debajo de áreas de relevancia ecológica, cuidando que el pozo vertical tenga una profundidad igual o mayor a 1300 m. De acuerdo con la Ley de Hidrocarburos, los pozos en su tramo horizontal no podrán perforarse debajo de un Área Natural Protegida (ANP).
10. Se sugiere que el área superficial de las localizaciones no exceda los 32,500 m<sup>2</sup>, y que concentre el máximo de pozos y la máxima distribución de peines en el subsuelo; así mismo, la distancia mínima entre localizaciones debe considerar un radio de 3 km (ver Anexo 5), lo anterior a fin de reducir los impactos que conlleva la fragmentación del hábitat.



## SUELOS

11. El operador petrolero debe buscar adquirir y comprobar que el material pétreo utilizado para las obras de perforación y terminación de pozos provengan de bancos de material debidamente aprobados por la autoridad competente.

## ATMÓSFERA

12. El venteo de gas asociado sólo debe existir en condiciones críticas de operación (sobrepresiones) y bajo estrictas medidas de seguridad industrial. El volumen de gas venteado y quema puede considerar lo descrito en el numeral 3 del apartado III.1.
13. El operador petrolero debe buscar implementar las tecnologías para la quema de gas natural no aprovechable durante esta etapa. Es recomendable que la eficiencia de los sistemas de oxidación (quemador-flare) utilizados como medida de seguridad y control de emisiones de gases de efecto invernadero sea igual o mayor a 98%.
14. El operador petrolero podrá adoptar como buena práctica operativa el empleo de tecnologías más limpias a base de gas natural para generar energía eléctrica o mecánica en sus actividades; en caso de utilizar el gas natural extraído de los pozos, el volumen utilizado para estos fines no sería cuantificado como quema o venteo.

## **SISMICIDAD**

15. Durante la perforación, el fracturamiento y la disposición en pozos de inyección, es conveniente que el operador petrolero monitoree la actividad sísmica inducida de acuerdo con las especificaciones que establezca el Servicio Sismológico Nacional, o la autoridad local competente. Para ello es importante que el operador petrolero coordine o implemente una red de sismómetros en la superficie y en el pozo de extracción. El análisis de la sismicidad debe realizarse por el operador y por un tercero acreditado.

## **5.1 PREPARACIÓN DEL SITIO**

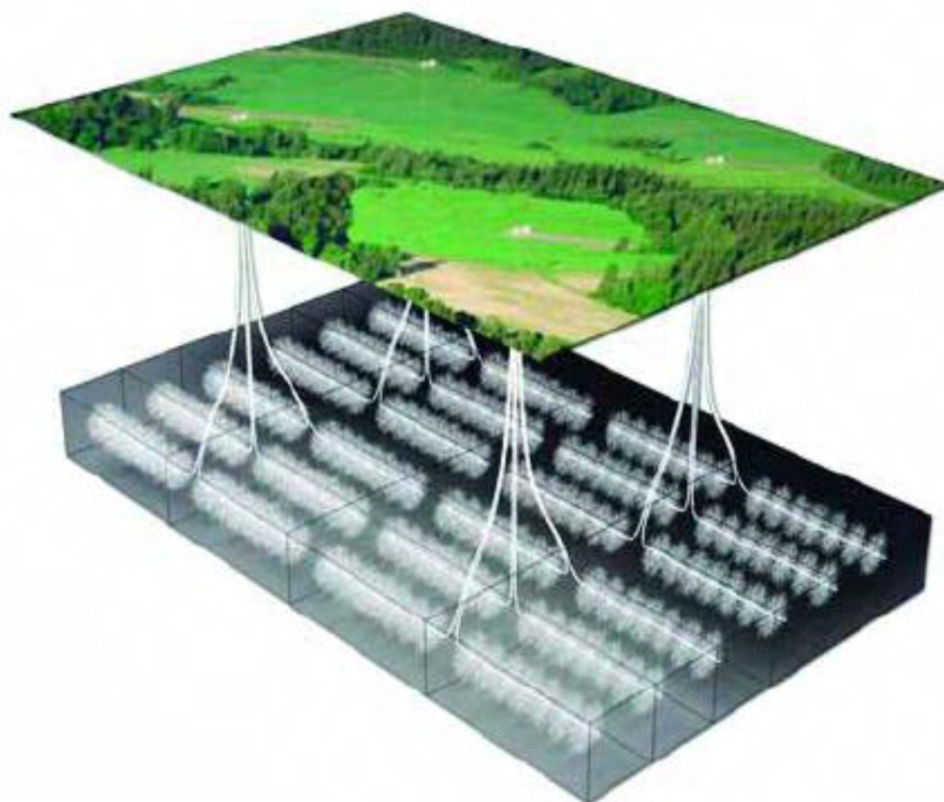
### **BIODIVERSIDAD**

16. Se recomienda que el número de caminos de acceso al pozo de extracción sea de dos, para entrada, salida y emergencias.
17. Se recomienda que el ancho máximo de los caminos sea de cinco metros, con una longitud no mayor a ciento cincuenta metros por hectárea. Sólo en tramos con curvas y pendientes mayores a cinco por ciento o con pendientes laterales peligrosas, es conveniente, por razones estrictamente de seguridad, ensanchar hasta siete metros. Lo anterior, también aplica en tramos cortos donde se requiera de mayor amplitud para la circulación de vehículos en sentidos opuestos.

### **SUELO**

18. El operador petrolero debe cuidar que los caminos de acceso a la localización se encuentren en óptimas condiciones de uso durante el tiempo en que se llevan a cabo las actividades.
19. Es conveniente que en la preparación del terreno se realicen las excavaciones, nivelaciones, rellenos y compactaciones, con el equipo y material necesario, considerando las obras de drenaje pluvial que eviten la acumulación de agua susceptible de ser contaminada con aceites, lubricantes y combustibles.
20. El material generado por los trabajos de nivelación del terreno y excavación se debe almacenar de manera temporal en los sitios especificados en el proyecto, con el propósito de evitar la creación de barreras físicas que impidan el libre desplazamiento de la fauna a los sitios aledaños, y de bordos que modifiquen la topografía e hidrodinámica de terrenos inundables, así como, para impedir el arrastre de sedimentos a los cuerpos de agua cercanos a la zona del proyecto, los cuales se podrán reutilizar posteriormente en la etapa de restauración de la zona.
21. Se debe evitar la afectación de escorrentías, y de ser necesario, se deben instalar obras hidráulicas, como la construcción de alcantarillas o pasos de agua, sin que se vean afectados los cauces; en su caso, se deberá obtener la autorización de la autoridad competente.
22. La impermeabilización recomendable para las localizaciones debe ser por medio de compactación a un 90%, conforme a la prueba proctor, en las áreas donde se instalarán los equipos de perforación, de mantenimiento de pozos de extracción y los tanques de almacenamiento, con el fin de evitar que se infiltren contaminantes que pudieran impactar el suelo y los acuíferos.
23. En zonas con precipitaciones pluviales mayores a 2,400 mm anuales o donde exista la probabilidad de eventos hidrometeorológicos de volúmenes de precipitación equivalentes al valor anterior, se recomienda que la impermeabilización de la localización cuente con material sintético u otra tecnología equivalente. En estos casos, se deben conservar los resultados de las pruebas que demuestren que no habrá infiltración.





Fuente: ACFH, 2011.

## 5.2. FRACTURAMIENTO

24. Se recomienda que previo a las actividades de fracturamiento, el operador petrolero clasifique, de acuerdo a la NMX-R-019-SCFI-2011, cada uno de los productos a utilizar en el fluido de fracturamiento, y haga del conocimiento de la autoridad, la hoja de datos de seguridad (HDS) de cada uno de ellos, así mismo, conserve una copia en sus instalaciones, de acuerdo con la misma norma. Los productos clasificados como peligrosos para la salud o medio ambiente deberán identificarse con la palabra de advertencia “peligro”, y así para las mezclas que contengan productos químicos que satisfagan criterios de carcinogenicidad, toxicidad para reproducción o toxicidad específica de órganos blancos. El operador petrolero, con base en evidencias científico-técnicas, debe describir las medidas que aplicará para garantizar que no se presentará exposición de los organismos y los ecosistemas, o contaminación del medio ambiente por el transporte, almacenamiento y uso de esos productos.
25. Así mismo el operador petrolero debe informar a la SEMARNAT mediante la Cédula de Operación Anual (COA):
  - El nombre químico y el número (Registro evaluado a nivel internacional para la identificación de sustancias químicas, CAS por sus siglas en inglés) de cada componente de los fluidos de fracturamiento que utilizará.
  - El volumen estimado y máximo a utilizar de cada sustancia.
  - La utilidad o función de la sustancia dentro del proceso.

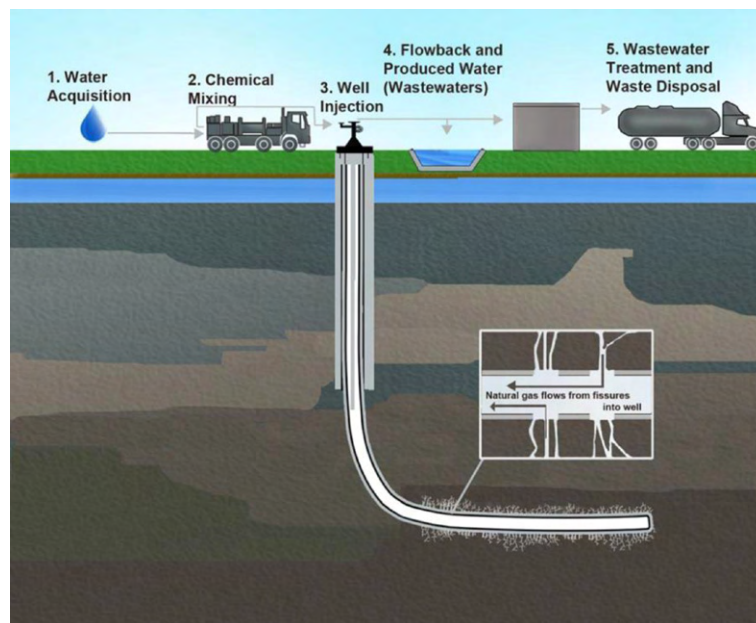
26. El operador debe mantener actualizada la información sobre las sustancias químicas a utilizar en la fracturación, por lo que, de existir cambios en las sustancias utilizadas debe informar inmediatamente a la SEMARNAT.
27. El operador petrolero debe indicar en la MIA, el tipo de fluido de fracturamiento, ya sea base agua u otro.
28. En caso de fluidos de fracturamiento distintos al agua, se debe informar acerca del tipo de fluido, los volúmenes, las condiciones de presión y temperatura, y alguna otra variable que permita evaluar posibles riesgos al ambiente o a los acuíferos adyacentes.
29. El operador petrolero debe garantizar las medidas de seguridad para evitar la dispersión de los materiales utilizados, como agentes apuntalantes, durante las actividades de almacenamiento, transporte y uso de los mismos.
30. El operador petrolero debe considerar las siguientes medidas durante el manejo de sustancias:
  - Las sustancias deben estar fuera del alcance de animales y personas no autorizadas.
  - Las sustancias deben mantenerse en contenedores cerrados que no presenten fugas o daños que puedan ocasionar la liberación de las mismas. Estos contenedores deben mostrar su etiqueta original, la cual debe ser legible.
  - Las sustancias deben acomodarse de acuerdo con su compatibilidad química.
  - En caso de derrames de sustancias líquidas, se debe usar equipo de protección personal y recuperar el producto derramado con algún material absorbente (por ejemplo tierra o arcilla), coleccionar los desechos en un recipiente hermético y manejarlos según las disposiciones legales aplicables.



## AGUA

31. Una vez obtenida la autorización en materia de impacto ambiental y, en su caso, el cambio de uso de suelo forestal, y habiéndose comprobado la disponibilidad de agua, el operador petrolero debe solicitar a la CONAGUA, las concesiones sobre los volúmenes de agua subterránea o superficial requerida para el fracturamiento y para los demás usos y actividades inherentes a la extracción de hidrocarburos, así como los permisos para la construcción de la infraestructura hidráulica y de los pozos necesarios para suministrar el agua.
32. Es conveniente que el agua residual de fracturamiento no se descargue en cuerpos receptores, aun cuando haya sido tratada. La disposición que se le dé será su reutilización para la reestimulación en pozos de extracción o, en su caso, se depositará en pozos de inyección o en formaciones geológicamente estables de acuerdo a la normatividad aplicable.

33. Se recomienda que el 90% del fluido de retorno se recicle en el proceso y reutilice para fracturamiento.
34. El sistema de tratamiento de aguas *in situ* debe ubicarse en un área específica, para lo cual debe contar con un sistema de líneas de distribución hidráulica hacia cada pozo, que aprovechen el derecho de vía de los ductos de gas o aceite.
35. No es conveniente disponer los fluidos de retorno o lodos de fracturamiento en estanques de evaporación. El almacenamiento de éstos, previo a su tratamiento, debe ser en contenedores metálicos cerrados.
36. Los lodos generados durante el tratamiento del fluido de retorno, deben cumplir con la normatividad. Se deben monitorear los niveles de radiación que pudieran presentar éstos y llevar un registro. En caso de que el lodo presente materiales radiactivos de origen natural (NORM.- Naturally Occuring Radioactive Materials) debe cumplir con los lineamientos establecidos en la Guía de Seguridad del Organismo Internacional de Energía Atómica; “Aplicación de los Conceptos de Exclusión, Exención y Dispensa” Colección de Normas de Seguridad del OIEA, No. RS-G-1.7 (2007).

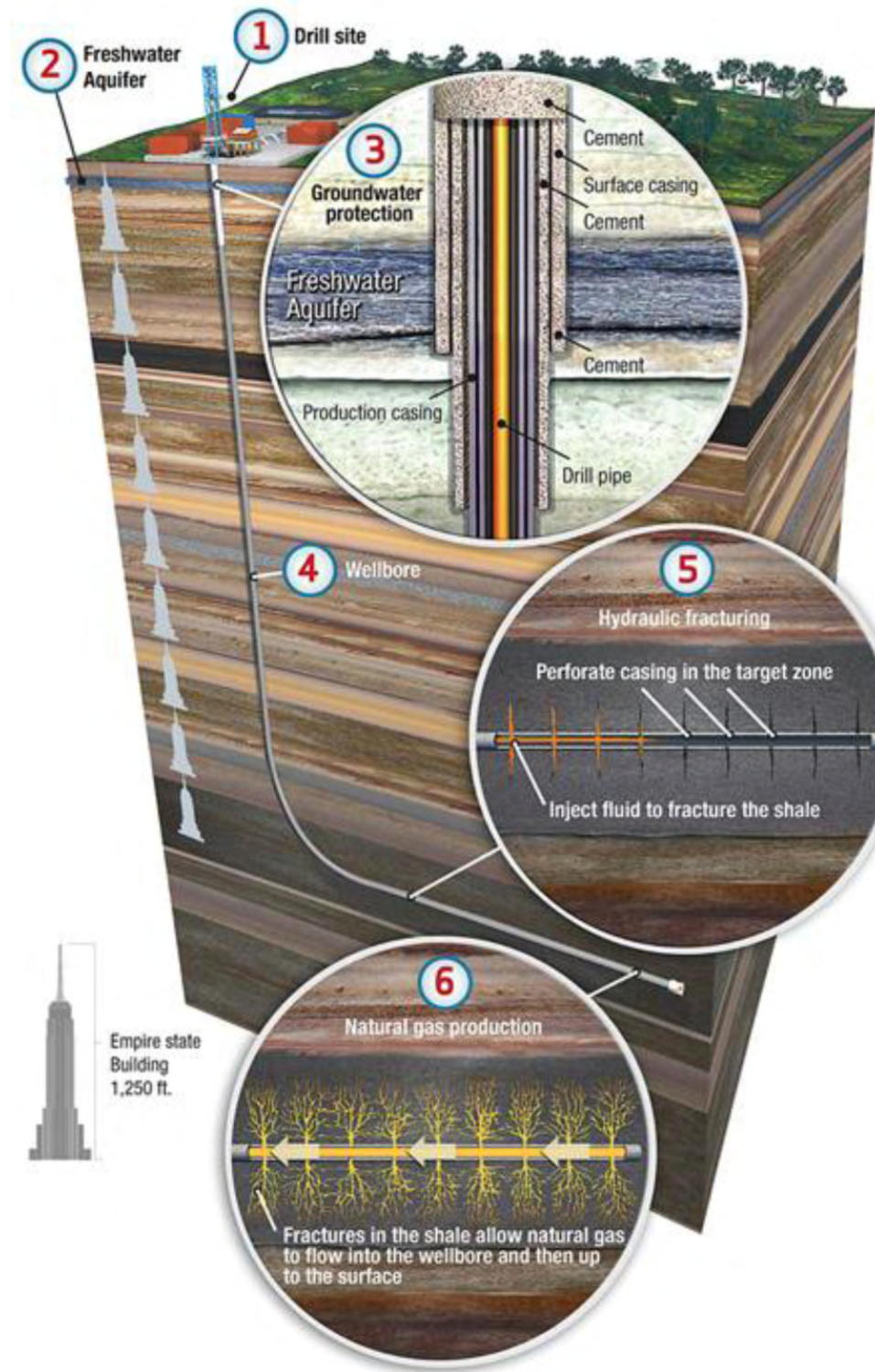


Fuente: US-EPA.

## SUELO

37. Es conveniente que el operador petrolero mida, diariamente, las presiones específicas en los pozos, durante los primeros 30 días después de la fractura y con una periodicidad mensual durante la vida útil del proyecto.
38. Durante el fracturamiento, el operador petrolero debe monitorear constantemente sus pozos. En caso de que se observe una desviación respecto a las condiciones normales de operación, es conveniente que se detengan las actividades, se realice una investigación causa-raíz y se proceda conforme lo establece la Ley de Hidrocarburos, y las cláusulas del contrato de asignación.





Fuente: Conoco Phillips Company.

### **5.3. DISPOSICIÓN DE LOS RESIDUOS DE PERFORACIÓN Y FRACTURAMIENTO**

39. Los recortes de perforación impregnados con fluidos o lodos base aceite, deben colectarse en góndolas o presas metálicas cerradas para su transporte hacia los sitios de tratamiento, reciclaje o disposición final, con apego a la LGPGIR, su Reglamento y las NOM aplicables.
40. Es conveniente que los recortes de perforación se trituren en pequeñas formaciones de entre 5 a 25  $\mu\text{m}$  si se van a confinar en formaciones geológicamente estables, incluidos los pozos de exploración o de extracción agotados e improductivos, para lo cual se debe considerar lo siguiente:
- a) El pozo de inyección debe reunir los requisitos de seguridad señalados en el apartado II numeral 7 de esta guía.
  - b) Para su disposición, los recortes impregnados con fluidos de perforación deben someterse a un proceso de separación entre el recorte y el fluido en el sitio de su generación (pozo petrolero), hasta obtener recortes cuya impregnación de aceite no sea mayor del 20% en volumen. El porcentaje (en volumen) de impregnación de fluidos de los recortes de perforación debe ser determinado en el sitio de generación, tomando la muestra de recorte a la salida del equipo de control de sólidos, mediante un análisis de retorta.
  - c) Se recomienda que la mezcla de inyección de recortes de perforación cumpla con los siguientes parámetros:
    - Densidad:  $\leq 1.40 \text{ g/cm}^3$
    - Viscosidad Marsh: 60-100 segundos/1.137 L
    - Contenido de sólidos: 10-25% volumen
    - Tamaño de partícula:  $\leq 300$  micrones
  - d) Para la elaboración de la emulsión de inyección sólo se utilizará agua tratada, agua congénita o agua de mar.
41. Cuando se trate de confinamiento por inyección a pozos, se debe considerar además lo siguiente:
- La formación receptora se debe localizar subyacente a un estrato impermeable, el cual no permita el paso de agua o hidrocarburos.
  - La formación receptora debe tener capacidad de almacenamiento (buena porosidad y permeabilidad) y no podrá ser un acuífero confinado.
  - No debe existir comunicación hidráulica entre los acuíferos y los pozos;
  - La tubería de revestimiento debe cementarse desde la superficie hasta la formación receptora.
  - En cada operación de inyección se deben registrar y medir la presión y el gasto. En caso de existir variación de los rangos máximos y mínimos de operación establecidos en el programa de inyección, se debe suspender de inmediato la inyección hasta que se restablezcan las condiciones de operación normal.

- En la inyección de recortes, no podrán utilizarse sustancias diferentes a los productos utilizados en la estabilización del fluido inyectable. Dichos productos incluyen desincrustantes, inhibidores de corrosión, secuestrantes de oxígeno, desemulsificantes, biocidas y, en general, las sustancias necesarias para proteger el pozo y realizar un manejo seguro de los recortes.
  - El confinamiento en domos salinos se realizará conforme lo establecido en la Norma Oficial Mexicana NOM-145-SEMARNAT-2006, o la que la modifique o sustituya.
42. Antes del inicio de las operaciones de inyección, debe verificarse la integridad del pozo para asegurar que no existan fugas, ni movimiento de fluidos a través de canales verticales adyacentes al revestimiento que puedan llegar a afectar acuíferos aprovechables para consumo humano.
43. Para el abandono del sitio de pozos de reinyección de recortes de perforación se debe considerar lo siguiente:
- a. Los pozos de inyección de recortes de perforación que ya no se vayan a utilizar o que hayan concluido su vida útil, deben sellarse con un tapón de cemento inyectado desde el techo de la formación hasta la superficie conforme lo establece la NOM-145-SEMARNAT-2003, o la que la modifique o sustituya.
  - b. Se debe proceder al desmantelamiento y al retiro total del equipo de inyección y de servicios auxiliares.
44. No es conveniente llevar a cabo trabajos de inyección (de fluido de fracturación, aguas residuales y/o recortes de perforación) cuando a partir de los estudios de exploración geológica y geofísica se determine que existe comunicación entre la zona de extracción y la parte profunda y somera de los acuíferos, a través de fallas geológicas, pues los mantos sobre yacentes tienen un alto riesgo de contaminación. De igual manera es conveniente demostrar que el fracturamiento no puede ampliar las fracturas o fallas existentes.

#### **5.4. TERMINACIÓN DE POZO (PETROLERO).**

45. En caso de que un pozo de extracción resulte improductivo o al término de su vida útil, se debe proceder a su cierre definitivo conforme a las disposiciones técnicas establecidas.
46. El área del proyecto y las zonas aledañas afectadas deben ser restauradas con respecto a su Estado Base, y a las condiciones establecidas en el resolutivo de impacto ambiental, con especies vegetales propias de la región, susceptibles a desarrollarse en el sitio.
47. Una vez hecho el taponamiento del pozo se debe verificar que no existan emisiones fugitivas; en caso de existir, se deben implementar medidas para eliminarlas.



## 6. EXTRACCIÓN

### 6.1. DISPOSICIONES GENERALES

1. El operador petrolero debe obtener, previo a la etapa de extracción, la Licencia Ambiental Única (LAU) por cada proyecto, y deberá realizar el reporte anual de las emisiones y transferencia de contaminantes, mediante la Cédula de operación Anual (COA).
2. Es importante que el Programa para la Prevención de Accidentes (PPA) contenga, además de lo señalado en las guías correspondientes, la siguiente información:
  - a) Un programa de mantenimiento de equipos, abatimiento de corrosión, inspección y prueba de líneas, válvulas, tanques, adecuado almacenamiento y compatibilidad de sustancias utilizadas, inspección rutinaria, indicadores de niveles en tanques y de aislamientos.
  - b) Un programa de instalación de sistema de control de tormentas (sistemas de conexión a tierra, pararrayos, infraestructura para evitar inundaciones), erosión, diques de contención de derrames de aceite del doble del volumen del tanque de almacenamiento, que cuente con un sistema neumático de control para reducir emisiones de Compuesto orgánicos volátiles (COV) y metano, y registro de eventos climatológicos trascendentes en la zona, con el fin de monitorear la infraestructura y hacer las reparaciones correspondientes.
  - c) Un reporte de las sustancias químicas a utilizar durante la etapa de fracturamiento, de conformidad con las sustancias reportadas en la COA y de acuerdo al numeral 27, apartado II.
  - d) Un programa de contingencia
    - a. Es recomendable que el operador petrolero elabore un programa anual de aprovechamiento máximo de gas. El programa debe estar condicionado a una mejora continua, a partir del fortalecimiento de la infraestructura de recolección, distribución y avances tecnológicos en la materia. Debe seguir los lineamientos que en su momento determine la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH).
3. Con el fin de establecer medidas de mitigación en materia de cambio climático, el operador petrolero debe considerar la elaboración de un inventario anual de emisiones de CO<sub>2</sub> (conforme a la metodología correspondiente) que abarque cada etapa del proyecto realizado (exploración, perforación y terminación de pozos, extracción y cierre y abandono), el inventario se reportará al final de cada etapa conforme a lo establecido por la COA.

### 6.2. PREPARACIÓN DEL SITIO Y CONSTRUCCIÓN DE LOS SISTEMAS DE RECOLECCIÓN Y DISTRIBUCIÓN DE HIDROCARBUROS

44. Para la instalación de la tubería de recolección y distribución de hidrocarburos contenidos en lutitas, es conveniente que el operador petrolero utilice los caminos de acceso existentes o la alternativa tecnológica o de ubicación que ocasione el menor impacto sobre la cobertura vegetal, y ubique una sola vía de conducción a la cual deberán conectarse los ductos de las localizaciones de una misma zona.
5. Es recomendable no realizar trabajos de mantenimiento de los vehículos utilizados en las áreas donde se lleven a cabo obras de instalación o mantenimiento mayor de ductos.



6. En los casos en que la tubería cruce abrevaderos, jagüeyes, canales de riego o corrientes de agua, se deben emplear técnicas y/o procedimientos constructivos que eviten la afectación de su funcionalidad y, en el caso de corrientes de agua, el cambio de la dinámica hidrológica natural.
7. En caso de que durante las diferentes etapas de la instalación y mantenimiento de la red de ductos para la conducción de hidrocarburos se generen:
  - a) Residuos peligrosos, éstos se deben manejar y disponer conforme a lo establecido en la LGPGIR, su Reglamento, las Normas Oficiales Mexicanas y demás ordenamientos jurídicos aplicables.
  - b) Residuos sólidos urbanos y de manejo especial, éstos se deben depositar en contenedores con tapa colocados en sitios estratégicos al alcance de los trabajadores y trasladarse al sitio que indique la autoridad local competente para su manejo y disposición final, con la periodicidad necesaria para evitar su acumulación, generación de lixiviados y la atracción y desarrollo de fauna nociva, lo cual debe realizarse conforme a la legislación vigente.
  - c) Aguas residuales, éstas se deben manejar de acuerdo a la normatividad ambiental aplicable al caso.

### **6.3. CONCLUSIÓN DE LAS ACTIVIDADES DE INSTALACIÓN Y MANTENIMIENTO.**

8. Al terminar la obra y antes de iniciar la operación o al terminar cualquier trabajo de mantenimiento, se debe procurar que el derecho de vía quede libre de residuos sólidos urbanos, de manejo especial y peligrosos, en concordancia con la normatividad aplicable.
9. El material proveniente de la excavación de las zanjas que no sea utilizado para su relleno, debe ser manejado y dispuesto en los sitios que indique la autoridad local competente.

## **7. CIERRE Y ABANDONO.**

1. Una vez concluidas las actividades de extracción de hidrocarburos, es recomendable que se realice la limpieza del sitio, a fin de evitar la contaminación de áreas aledañas; los diferentes tipos de residuos generados se deben manejar y disponer de acuerdo a la normatividad vigente; en caso de que se detecte contaminación del suelo se deberá presentar la propuesta de remediación a la autoridad ambiental competente.
2. Una vez terminadas las actividades, se debe restaurar el sitio hasta alcanzar el Estado Base.
3. Es recomendable que las especies vegetales a utilizar para la restauración del sitio, con excepción de las áreas agrícolas, estén determinadas en función de la vegetación nativa prevaleciente en el lugar, que sean susceptibles de desarrollarse en el área, y recuperen el sitio a sus condiciones edafológicas originales, así como los servicios ecosistémicos afectados, esto con el visto bueno de la autoridad competente.
4. Al término de la vida útil del sistema de distribución o parte de éste, se pueden dejar los ductos en el sitio, para ello se deberá desalojar el producto contenido en el ducto, aislar de cualquier servicio o suministro y limpiar y taponar sus extremos, haciendo un sello efectivo e inertizante.
5. Es conveniente que el operador mantenga un monitoreo de la hermeticidad de los pozos de inyección, así como de la calidad del agua de los acuíferos circundantes, cada año y hasta por un periodo de 10 años posterior al cierre y abandono del proyecto.



## **ANEXO 1. NORMAS OFICIALES MEXICANAS.**

Las Normas Oficiales Mexicanas que se tomaron como referencia son las siguientes:

- Norma Oficial Mexicana NOM-001-SEMARNAT-1996, Que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales.
- Norma Oficial Mexicana NOM-004-SEMARNAT-2002, Protección ambiental – lodos y biosólidos. Especificaciones y límites máximos permisibles de contaminantes para su aprovechamiento y disposición final.
- Norma Oficial Mexicana NOM-004-CONAGUA-1996, Requisitos para la protección de acuíferos durante el mantenimiento y rehabilitación de pozos de extracción de agua y para el cierre de pozos en general.
- Norma Oficial Mexicana NOM-041-SEMARNAT-2006, Que establece los límites máximos permisibles de emisión de gases contaminantes provenientes del escape de los vehículos automotores en circulación que usan gasolina como combustible.
- Norma Oficial Mexicana NOM-052-SEMARNAT-2005, Que establece las características, el procedimiento de identificación, clasificación y los listados de los residuos peligrosos.
- Norma Oficial Mexicana NOM-059-SEMARNAT-2010, Protección ambiental-Especies nativas de México de flora y fauna silvestres-Categorías de riesgo y especificaciones para su inclusión, exclusión o cambio-Lista de especies en riesgo.
- Norma Oficial Mexicana NOM-080-SEMARNAT-1994, Que establece los límites máximos permisibles de emisión de ruido proveniente del escape de vehículos automotores, motocicletas y triciclos motorizados en circulación y su método de medición.
- Norma Oficial Mexicana NOM-081-SEMARNAT-1994, Que establece los límites máximos permisibles de emisión de ruido de las fuentes fijas y su método de medición.
- Norma Oficial Mexicana NOM-115-SEMARNAT-2003, Que establece las especificaciones de protección ambiental que deben observarse en las actividades de perforación y mantenimiento de pozos petroleros terrestres para exploración y producción en zonas agrícolas, ganaderas y eriales, fuera de áreas naturales protegidas o terrenos forestales.
- Norma Oficial Mexicana NOM-116-SEMARNAT-2005, Que establece las especificaciones de protección ambiental para prospecciones sismológicas terrestres que se realicen en zonas agrícolas, ganaderas y eriales.
- Norma Oficial Mexicana NOM-117-SEMARNAT-2006, Que establece las especificaciones de protección ambiental durante la instalación, mantenimiento mayor y abandono, de sistemas de conducción de hidrocarburos y petroquímicos en estado líquido y gaseoso por ducto, que se realicen en derechos de vía existentes, ubicados en zonas agrícolas, ganaderas y eriales.
- Norma Oficial Mexicana NOM-138-SEMARNAT/SSA1-2012, Límites máximos permisibles de hidrocarburos en suelos y lineamientos para el muestreo en la caracterización y especificaciones para la remediación.

- 
- Norma Oficial Mexicana NOM-143-SEMARNAT-2003, Que establece las especificaciones ambientales para el manejo de agua congénita asociada a hidrocarburos.
  - Norma Oficial Mexicana NOM-145-SEMARNAT-2003, Confinamiento de residuos en cavidades construidas por disolución en domos salinos geológicamente estables.
  - Norma Oficial Mexicana NOM-147-SEMARNAT/SSA1-2004, Que establece criterios para determinar las concentraciones de remediación de suelos contaminados por arsénico, bario, berilio, cadmio, cromo hexavalente, mercurio, níquel, plata, plomo, selenio, talio y/o vanadio.
  - Norma Oficial Mexicana NOM-165-SEMARNAT-2013, Que establece la lista de sustancias sujetas a reporte para el registro de emisiones y transferencia de contaminantes.
  - Norma Mexicana NMX-R-019-SCFI-2011, Sistema armonizado de clasificación y comunicación de peligros de los productos químicos.



## **ANEXO 2. ESTUDIO DE ESTADO BASE.**

Con la publicación de la Ley Federal de Responsabilidad Ambiental se establece de manera precautoria la elaboración de un Estado Base. En éste se define la condición en la que se encuentren los hábitats, ecosistemas, los elementos y recursos naturales, las relaciones de interacción y los servicios ambientales en el momento previo a la actividad.

Estos son algunos indicadores que se deberán desarrollar a fin de establecer el Estado Base en cada uno de los medios (aire, agua, suelo y biodiversidad) previo al inicio de actividades.

### **CALIDAD DEL AIRE:**

- a. Reportar valores medios de la calidad del aire en el sitio del proyecto respecto a las NOM existentes.
- b. Número de fuentes fijas industriales, número de fuentes fijas móviles, superficies con cobertura vegetal y su tipo y superficies dedicadas a agricultura y ganadería.

### **SUELO:**

- c. Grado de erosión del suelo.
- d. Proporción de la superficie cubierta con vegetación natural.

### **AGUA:**

- e. Reportar los indicadores de calidad del agua conforme al numeral 26 del apartado criterios generales de este documento.

### **BIODIVERSIDAD:**

- f. Cuantificar las especies nativas y propias del sistema en relación con las especies introducidas o secundarias en el sitio del proyecto.
- g. El número y tipo de especies encontradas durante las actividades de exploración.
- h. Número de especies protegidas reportadas o localizadas

### **IMPACTO VISUAL:**

- i. Proporción de usos de suelos ocupados en el municipio por asentamientos urbanos, actividades agropecuarias, industriales y vías de comunicación, respecto a la superficie
- j. Tendencia demográfica del(los) municipio(s) del sitio en que se ubica el proyecto.



## ANEXO 3. MAPAS DE VULNERABILIDAD AMBIENTAL

Son sistemas georreferenciados en los que se muestra el grado en que el funcionamiento de un sistema ambiental puede alterarse debido a efectos perturbadores, sus características de susceptibilidad y sus capacidades de resiliencia.

Criterios de sensibilidad ambiental, *in-situ* y *ex-situ*:

|              | Atributo <sup>1</sup>                                                     | Característica <sup>2</sup>                                                              |
|--------------|---------------------------------------------------------------------------|------------------------------------------------------------------------------------------|
| Sensibilidad | Áreas naturales protegidas ( <i>in-situ</i> )                             | -Zonas de influencia de la ANP                                                           |
|              | Áreas de importancia para la conservación de las aves ( <i>in-situ</i> )  | -Polígonos AICAS, con buffer 1,500 m.                                                    |
|              | Biodiversidad acuática epicontinental ( <i>in-situ</i> )                  | -Sitios prioritarios acuáticos epicontinentales para la conservación de la biodiversidad |
|              | Biodiversidad terrestre ( <i>in-situ</i> )                                | Sitios prioritarios terrestres                                                           |
|              | Zonas con programas de manejo de vida silvestre ( <i>in-situ</i> )        | -polígonos de las UMAs, con buffer de 1500 m.                                            |
|              | Ecosistemas prioritarios ( <i>in-situ</i> )                               | -Polígonos de bosque mesófilo con buffer de 1500 m.                                      |
|              | Sitios estratégicos de conservación de recurso hídrico ( <i>in-situ</i> ) | -Reservas potenciales de agua                                                            |
|              | Exposición potencial de la población a contaminantes ( <i>in-situ</i> )   | -Buffer de 1500 m. de polígonos de zonas urbanas                                         |
|              | Zonas de alto valor funcional de sistemas fluviales ( <i>ex-situ</i> )    | -Geomorfología de sistemas fluviales                                                     |

<sup>1</sup> Atributo: Elemento ecológico de relevancia que pudiera sufrir modificaciones por la actividad.

<sup>2</sup> Característica: Medida cautelar a considerar para mantener el atributo en cuestión con las cualidades ecosistémicas que lo distinguen.

Fuente: INECC (2014). IDe,s gasíferas del noreste de México. Julio 2014. México D.F.

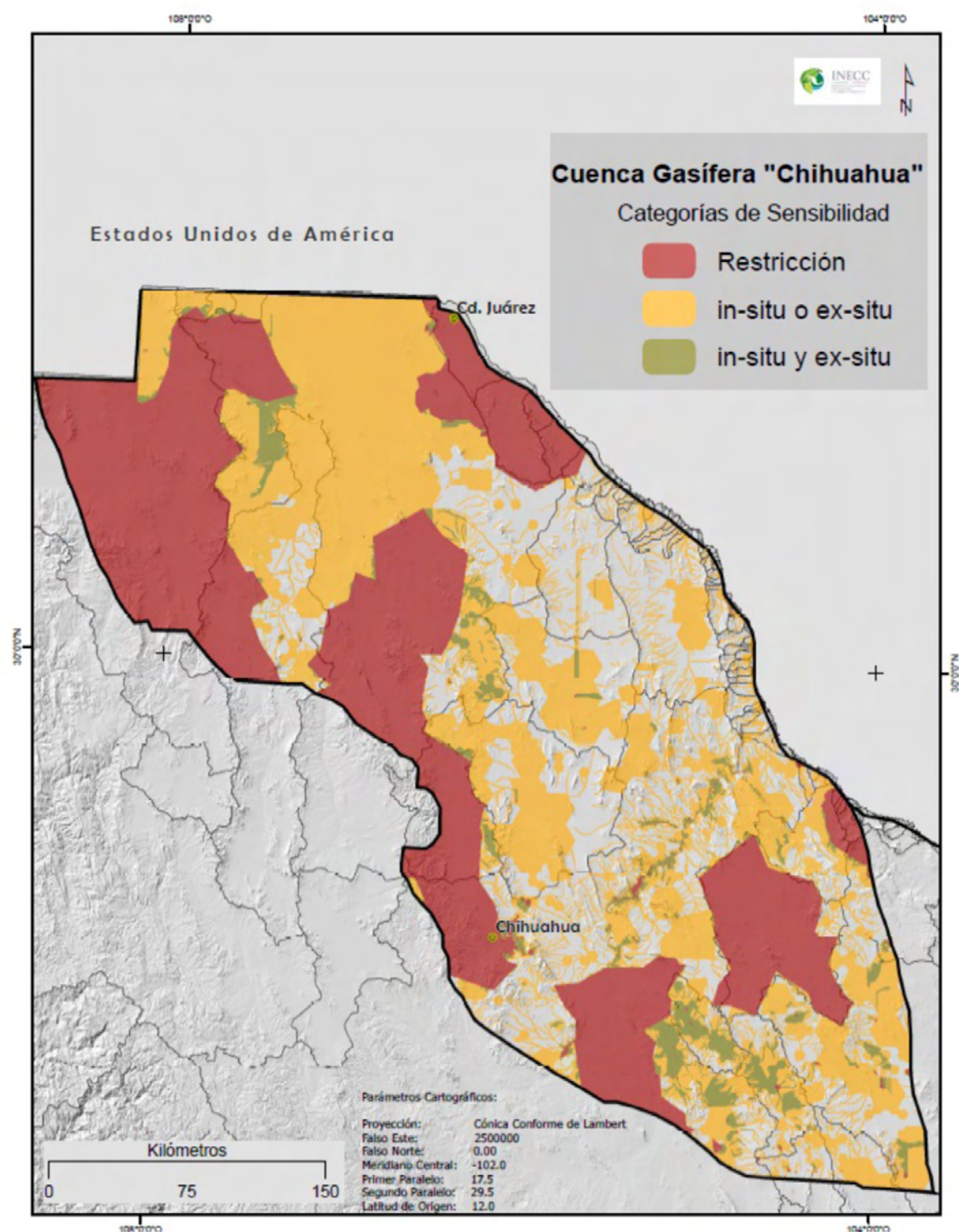
Criterios de restricción ambiental:

|                        | Atributo <sup>1</sup>                                                                                    | Insumos <sup>2</sup>                                                                            |
|------------------------|----------------------------------------------------------------------------------------------------------|-------------------------------------------------------------------------------------------------|
| Posibles Restricciones | Áreas naturales protegidas                                                                               | -Polígono decretado de las ANP (federales, estatales y municipales) más buffer de 1500 m        |
|                        | Áreas voluntariamente destinadas a la conservación                                                       | -Polígonos de las áreas voluntariamente destinadas a conservación, más buffer de 1500 m         |
|                        | Ecosistema bajo estatus de protección                                                                    | -Distribución de manglar más buffer de 1500 m                                                   |
|                        | Ordenamientos Ecológicos Territoriales                                                                   | -UGA con restricciones de aprovechamiento y cambio de uso de suelo                              |
|                        | Sitios RAMSAR                                                                                            | - polígonos de sitios RAMSAR más buffer de 1500 m.                                              |
|                        | Sobre-explotación hídrica                                                                                | -Acuíferos con déficit                                                                          |
|                        | Terrenos con pendientes mayores a 45 ° (Reglamento de la Ley General de Desarrollo forestal sustentable) | -Cartografía topográfica                                                                        |
|                        | Exposición potencial de la población a contaminantes                                                     | - Polígonos de zonas urbanas<br>Buffer de 1500 m de localidades con población total > 2500 hab. |
|                        | Cuerpos de agua                                                                                          | -Polígonos de cuerpos de agua                                                                   |

<sup>1</sup> Atributo: Elemento ecológico de relevancia que pudiera sufrir modificaciones por la actividad

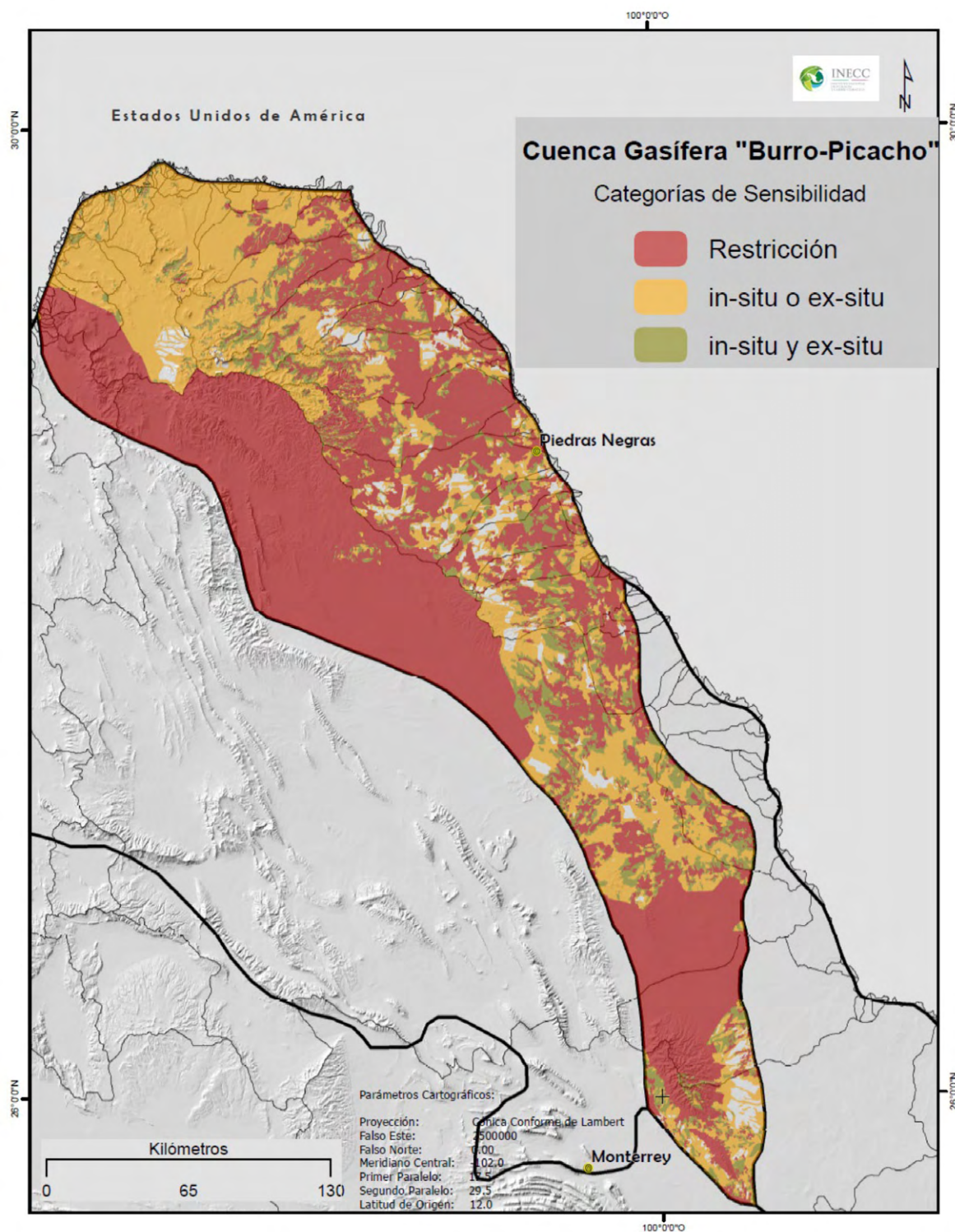
<sup>2</sup> Característica: Medida cautelar a considerar para mantener el atributo en cuestión con las cualidades ecosistémicas que lo distinguen

Fuente: INECC (2014). Identificación de áreas sensibles a la extracción de gas y aceite de lutita por el método de fracturamiento hidráulico en las cuencas gasíferas del noreste de México. Julio 2014. México D.F.

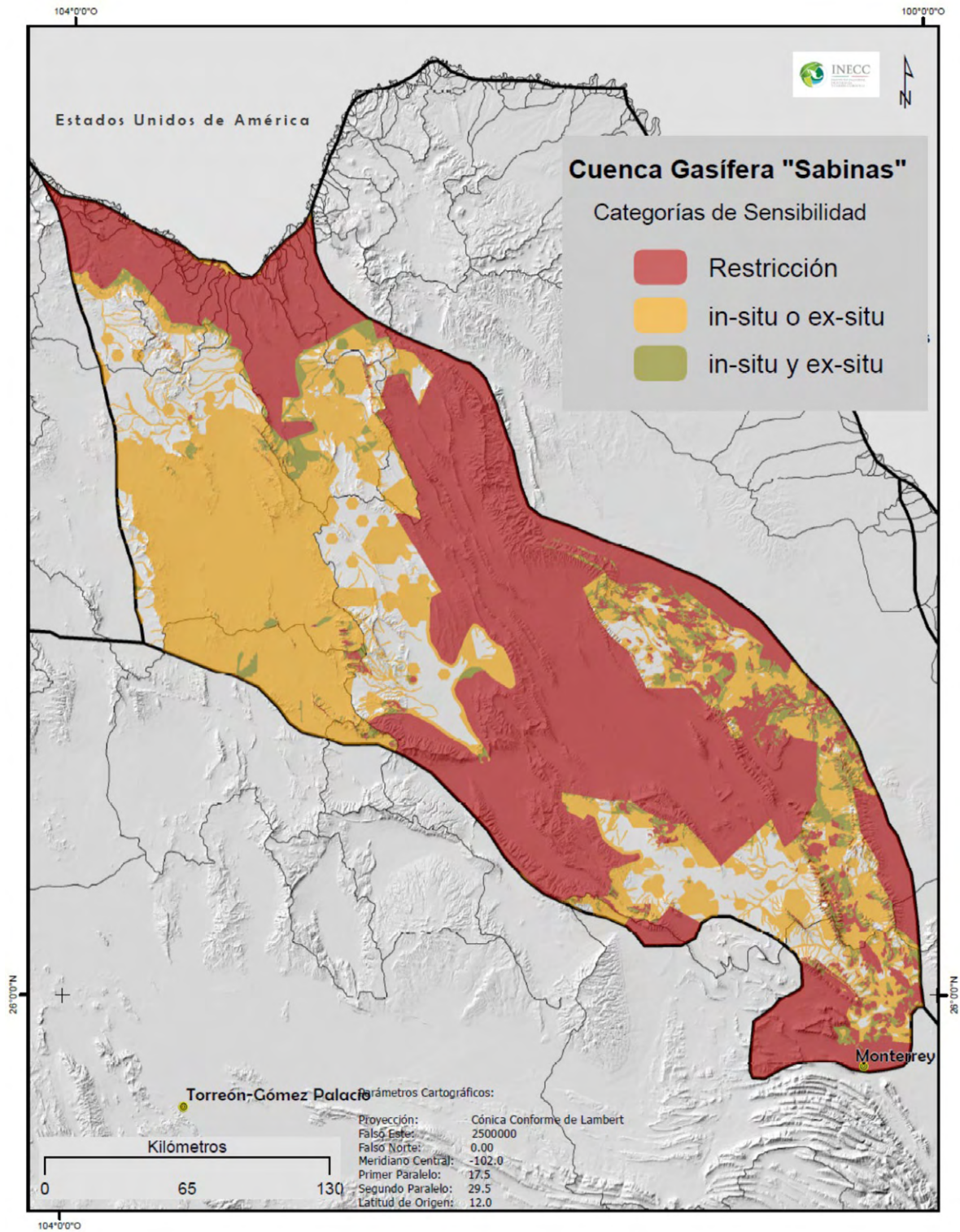


Fuente: INECC (2014). Identificación de áreas sensibles a la extracción de gas y aceite de lutita por el método de fracturamiento hidráulico en las cuencas gasíferas del noreste de México. Julio 2014. México D.F.



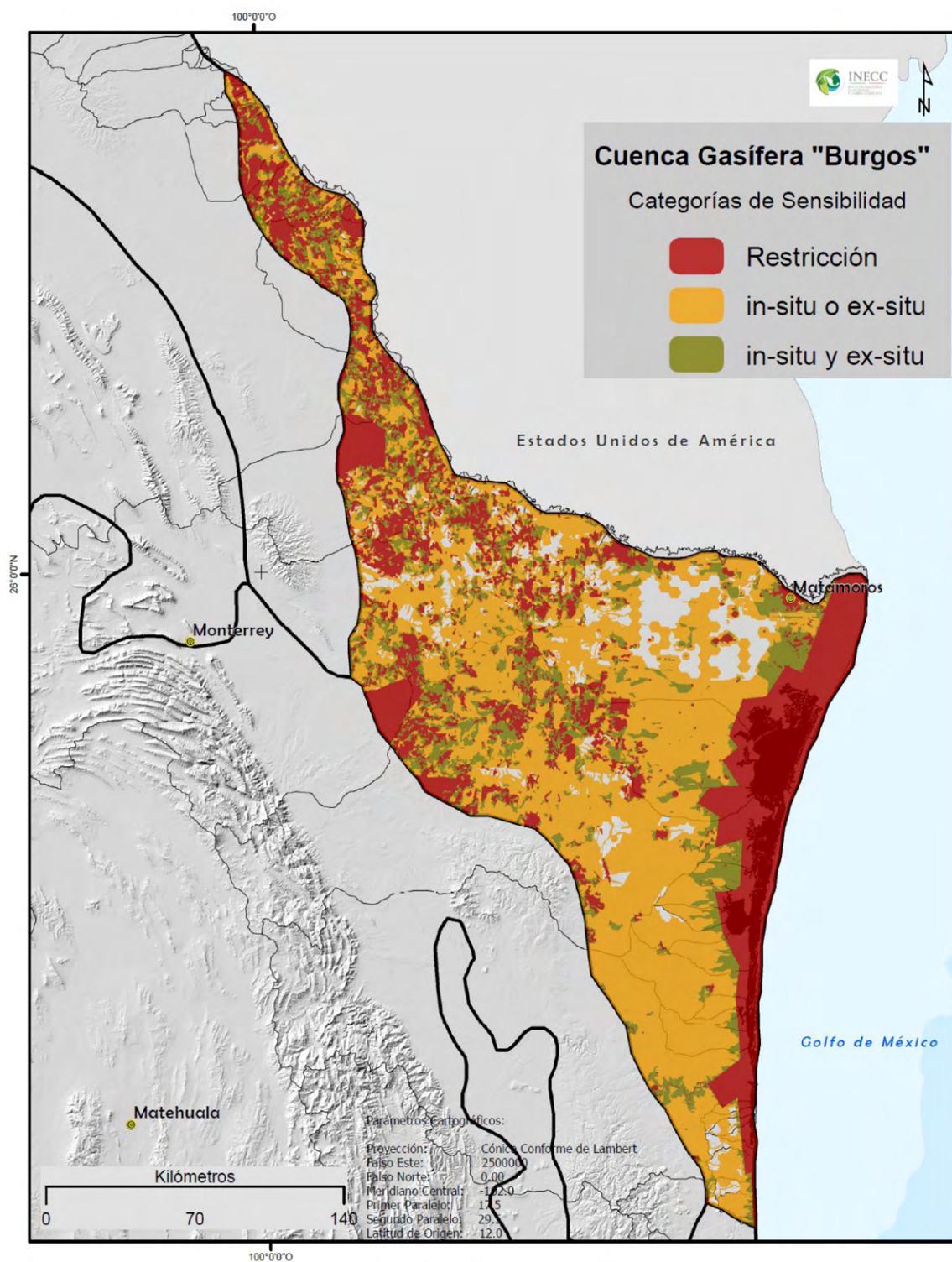


Fuente: INECC (2014). Identificación de áreas sensibles a la extracción de gas y aceite de lutita por el método de fracturamiento hidráulico en las cuencas gasíferas del noreste de México. Julio 2014. México D.F.

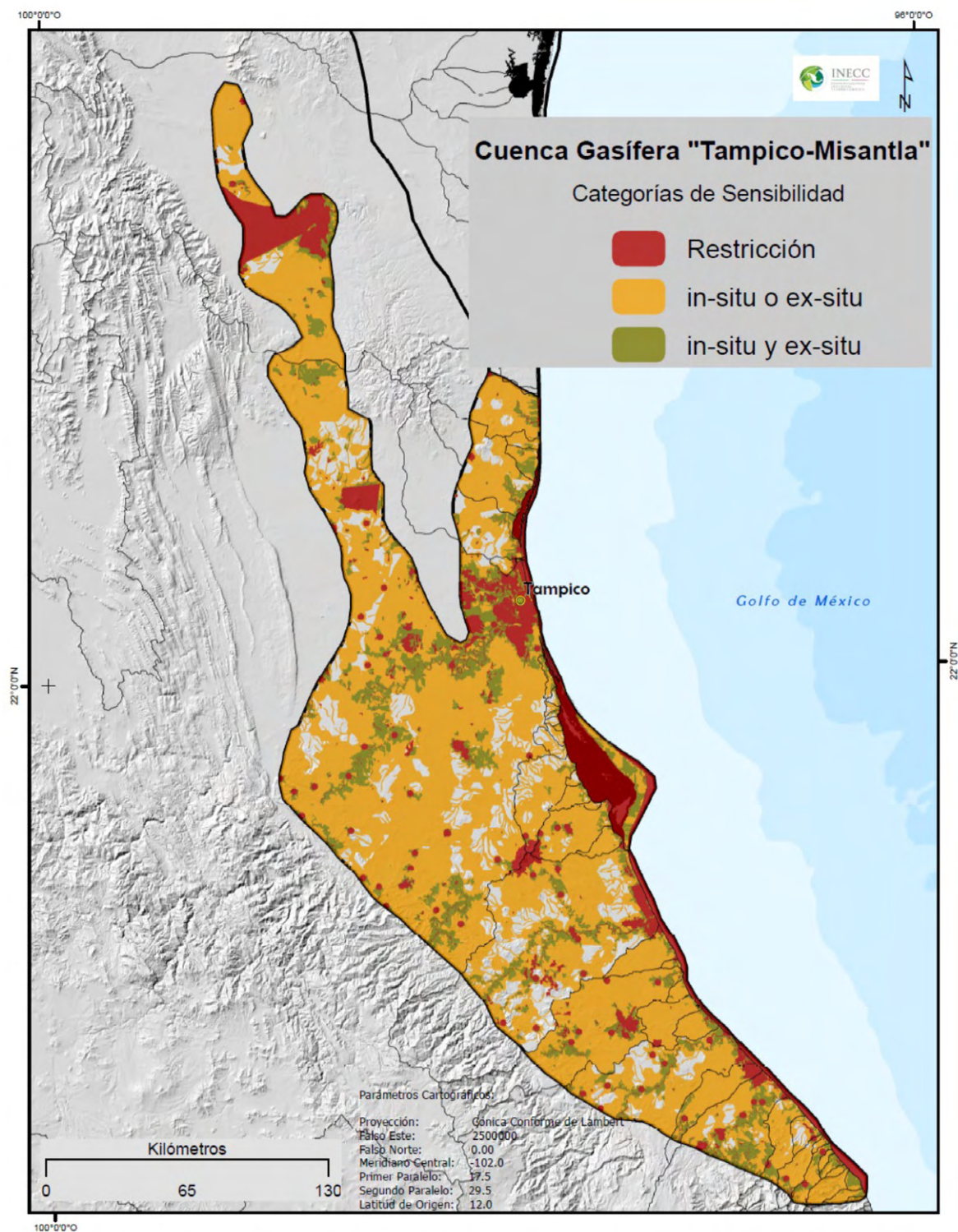


Fuente: INECC (2014). Identificación de áreas sensibles a la extracción de gas y aceite de lutita por el método de fracturamiento hidráulico en las cuencas gasíferas del noreste de México. Julio 2014. México D.F.



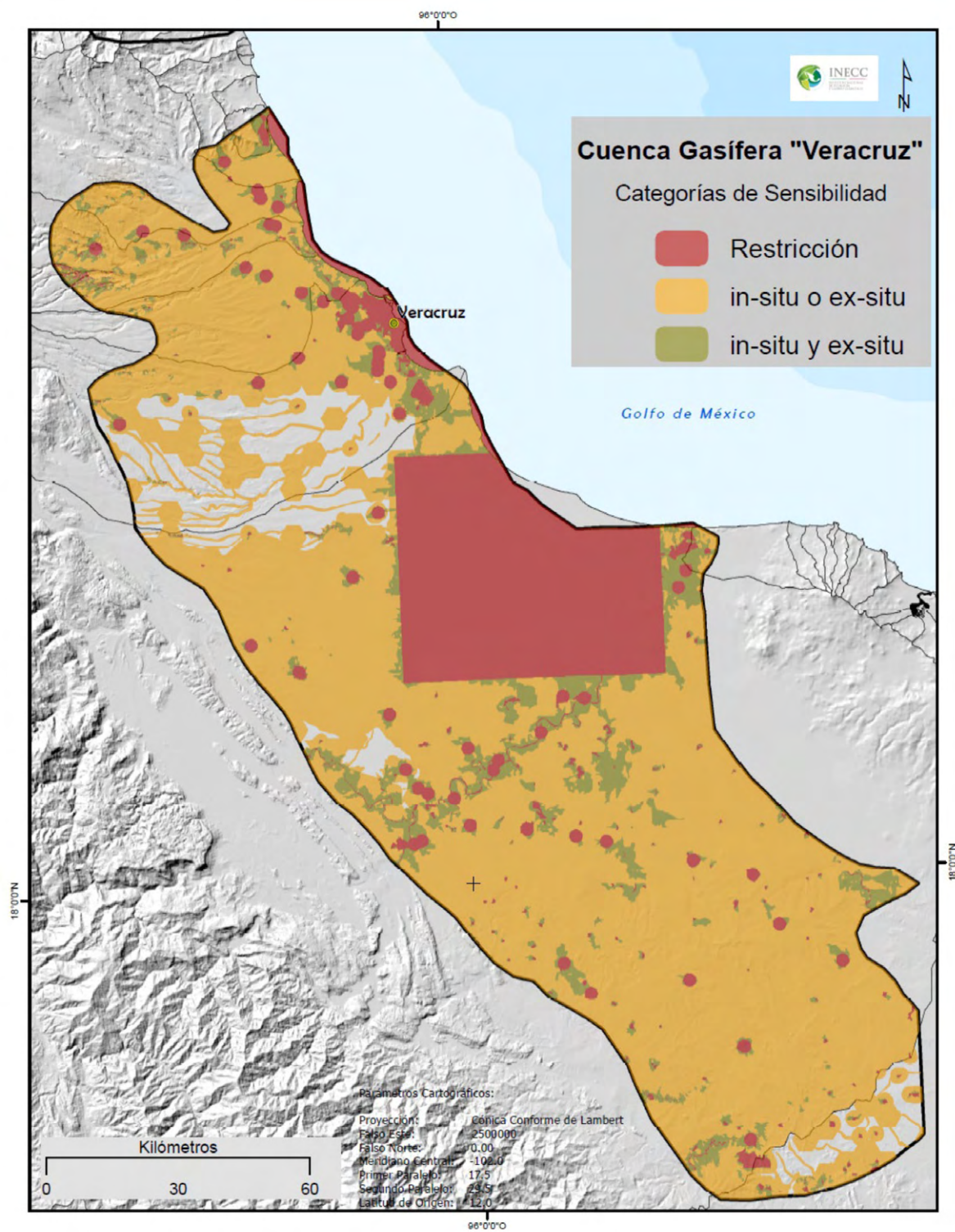


Fuente: INECC (2014). Identificación de áreas sensibles a la extracción de gas y aceite de lutita por el método de fracturamiento hidráulico en las cuencas gasíferas del noreste de México. Julio 2014. México D.F.



Fuente: INECC (2014). Identificación de áreas sensibles a la extracción de gas y aceite de lutita por el método de fracturamiento hidráulico en las cuencas gasíferas del noreste de México. Julio 2014. México D.F.

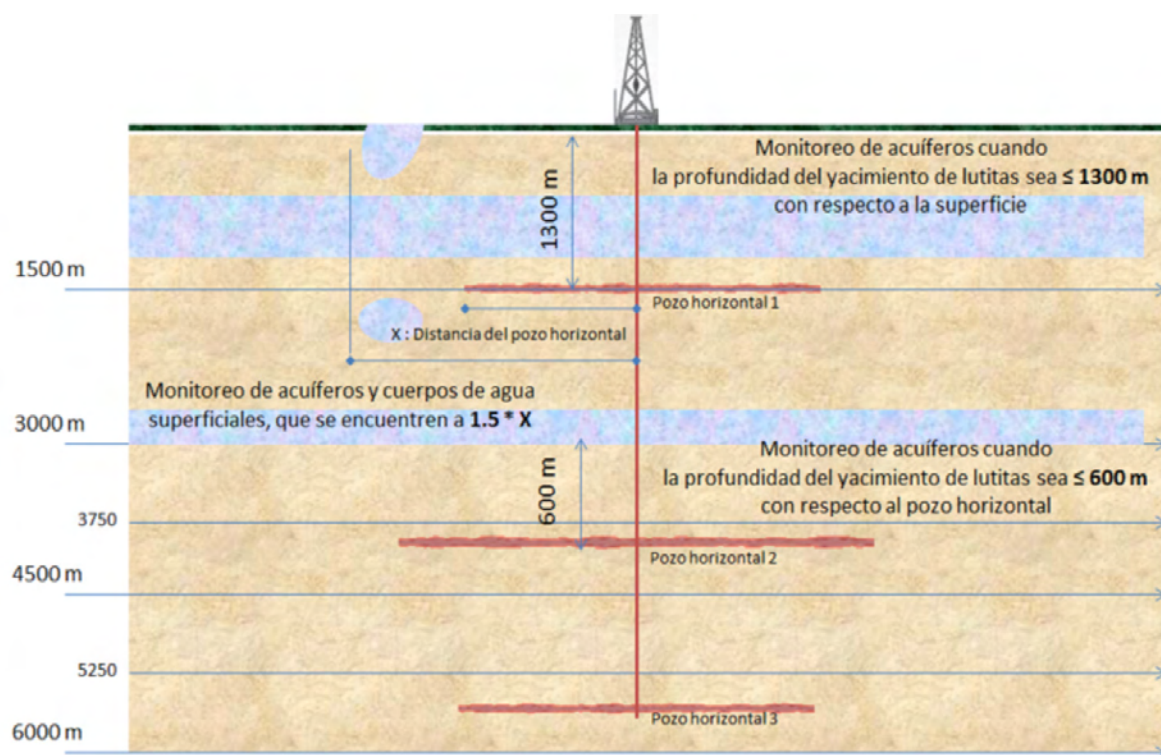




Fuente: INECC (2014). Identificación de áreas sensibles a la extracción de gas y aceite de lutita por el método de fracturamiento hidráulico en las cuencas gasíferas del noreste de México. Julio 2014. México D.F.



## ANEXO 4. DISTANCIAS RECOMENDABLES PARA MONITOREO DE ACUÍFEROS Y CUERPOS DE AGUA.

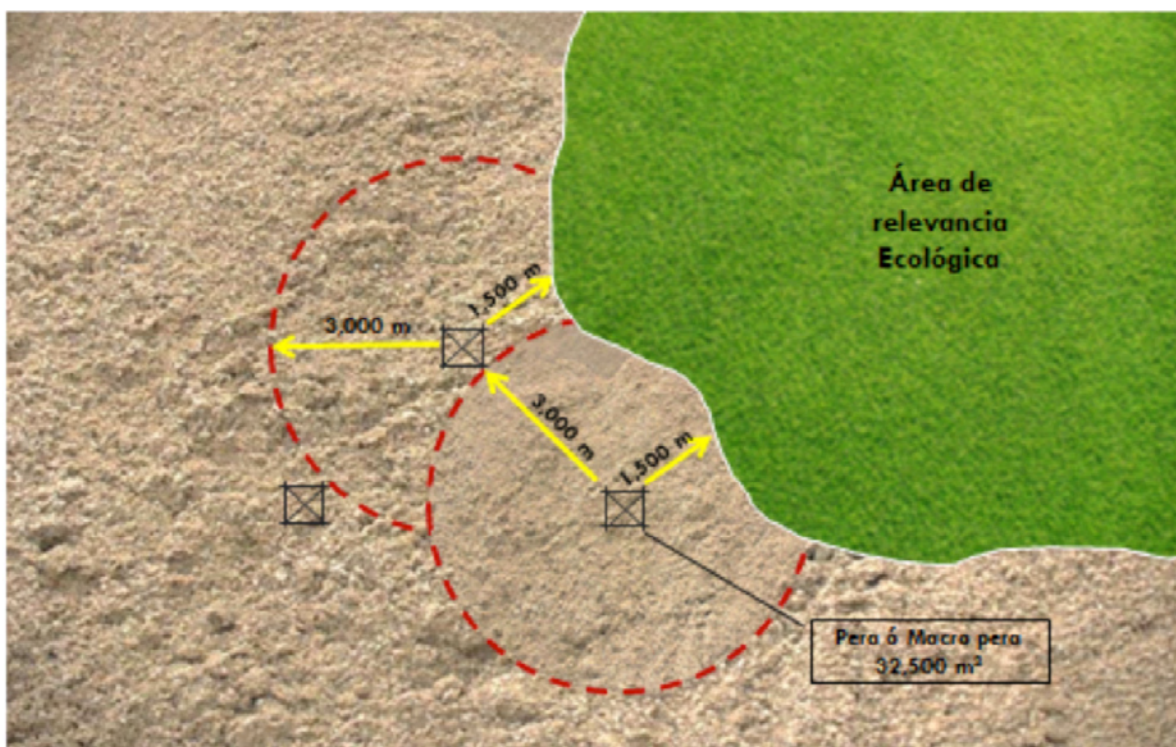


Fuente: Elaboración de la Dirección General de Energía y Actividades Extractivas, de la SEMARNAT, con base en la descripción de los criterios contenidos en la presente Guía





## ANEXO 5. DISTANCIA RECOMENDABLE ENTRE LOCALIZACIONES EN TERRENOS AGRÍCOLAS, GANADEROS O ERIALES.



Fuente: Elaboración de la Dirección General de Energía y Actividades Extractivas, de la SEMARNAT, con base en la descripción de los criterios contenidos en la presente guía



## **ANEXO 6. ELEMENTOS RECOMENDABLES EN LA BITÁCORA**

- a) Volumen de agua utilizada por pozo.
- b) Nombre, uso y volumen de los productos químicos aplicados en las actividades de perforación y fracturamiento.
- c) Resultados de las verificaciones periódicas de los contenedores de los productos químicos, para comprobar que no presenten fugas o daños.
- d) Volumen de fluido de retorno.
- e) Nivel de presión para fracturamiento.
- f) Longitud de línea de fractura.
- g) Sismicidad.
- h) Demanda acumulada de agua durante la vida del proyecto, así como una calendarización de estos requerimientos.
- i) Irregularidades o cambios inesperados en las condiciones de los pozos.
- j) Volumen generado por mes y tipo de tratamiento o disposición aplicado a cada tipo de residuo.
- k) Registro de presiones y de volúmenes de los residuos de perforación y fracturamiento inyectados para su disposición final.
- l) Tratándose de residuos peligrosos, se debe asentar en una bitácora nombre del residuo, características de peligrosidad, nombre del generador, volumen de generación, fechas de generación y disposición, así como los volúmenes de transferencia para tratamiento y disposición final y los datos generales de los responsables del transporte y tratamiento.





## BIBLIOGRAFÍA

1. Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas, 2013. Gas no convencional en España, una oportunidad de futuro.
2. Lizcano Gutiérrez Silvia Ximena, 2011. Estudio de factibilidad técnica económica para la estimulación de pozos con fracturamiento hidráulico utilizando fluidos energizados en pozos de un campo colombiano. Tesis para obtener el título de Ingeniero de Petróleos. Universidad Industrial de Santander, Facultad de Ingenierías Físico-químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Bucaramanga, Colombia.
3. *Diario Oficial de la Federación*, 20 de diciembre de 2013. Decreto por el que se reforman y adicionan diversas disposiciones de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos, en Materia de Energía.
4. Broomfield Mark, 2013. Support to the identification of potential risks for the environment and human health arising from hydrocarbons operations involving hydraulic fracturing in Europe. AEA Technology plc under contract to the European Commission DG Environment ref 07.0307/ENV.C.1/2011/604781/ENV.F1.
5. Resolución CNH.06.001/09 por la que la Comisión Nacional de Hidrocarburos da a conocer las disposiciones técnicas para evitar o reducir la quema y el venteo de gas en los trabajos de exploración y explotación de hidrocarburos.
6. Jean-Philippe Nicot y Bridget R. Scanlon. Water Use for Shale-Gas Production in Texas, U.S. Environ. Sci. Technol. 2012, 46, 3580–3586.
7. Frac focus, 2014. Groundwater Quality & Testing. <http://fracfocus.org/groundwater-protection/groundwater-quality-testing>
8. Recomendación de la Comisión Europea relativa a unos principios mínimos para la exploración y producción de hidrocarburos (como el gas de esquisto) utilizando la fracturación hidráulica de alto volumen. Bruselas, XXX. C (2014) 267 /3.
9. Nathan Richardson, Madeline Gottlieb, Alan Krupnick, and Hannah Wiseman. The State of State Shale Gas Regulation, RFF Report. Resources for the future, 2013.
10. Davies et al., 2012. Fracking requires a minimum distance of at least 0.6 kilometres from sensitive rock strata (News 23 April 2012). <https://www.dur.ac.uk/news/newsitem/?itemno=14449>
11. Fisher y Warpinski, 2012. Measurements and Observations of Fracture Height Growth. Halliburton.
12. Support to the identification of potential risks for the environment and human health arising from hydrocarbons operations involving hydraulic fracturing in Europe. AEA/R/ED57281 Issue Number 17c, 2012.
13. Gas no convencional en España una oportunidad de futuro. Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas España 2013.
14. Environmental Protection Agency. Study of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resources: Progress Report EPA/601/R-12/011, 2012.

- 
15. Mauter, et al. The Next Frontier in United States Unconventional Shale Gas and Tight Oil Extraction: Strategic Reduction of Environmental Impact. Energy Technology Innovation Policy Discussion Paper No. 2013 – 04. Belfer Center for Science and International Affairs, Harvard Kennedy School, March 2013.
  16. Shale gas extraction in the UK: a review of hydraulic fracturing. The Royal Society and The Royal Academy of Engineering, 2012.
  17. C.J. de Pater and Baisch, 2011. Geomechanical Study of Bowland Shale Seismicity Synthesis Report.
  18. Ley Reguladora de fracturamiento hidráulico del Estado de Illinois, E.U.A. Acta Pública 098-0022 SB1715 Matriculados LRB098 08145 MGM 38238 b.
  19. Informe de la situación del medio ambiente en México. Compendio de estadísticas ambientales, indicadores clave y de desempeño ambiental. Edición 2012. SEMARNAT 2013, pp 69 y 70 Fragmentación.
  20. American Petroleum Institute, 2013. Shale Energy: 10 Points Everyone Should Know.
  21. Geographic scope and applicability of CSSD performance standards. Center for Sustainable Shale Development, 2013

## SIGLAS Y ACRÓNIMOS

|                 |                                                                    |
|-----------------|--------------------------------------------------------------------|
| <b>COA</b>      | Cédula de Operación Anual.                                         |
| <b>COP</b>      | Compuestos Orgánicos Persistentes.                                 |
| <b>COV</b>      | Compuestos Orgánicos Volátiles.                                    |
| <b>CONAGUA</b>  | Comisión Nacional del Agua                                         |
| <b>CNH</b>      | Comisión Nacional de Hidrocarburos.                                |
| <b>DQO</b>      | Demanda química de oxígeno.                                        |
| <b>LAU</b>      | Licencia Ambiental Única.                                          |
| <b>LGEEPA</b>   | Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente.  |
| <b>LGPGIR</b>   | Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos. |
| <b>MIA</b>      | Manifestación de Impacto Ambiental.                                |
| <b>NMX</b>      | Norma Mexicana.                                                    |
| <b>NOM</b>      | Norma Oficial Mexicana.                                            |
| <b>PPA</b>      | Programa para la Prevención de Accidentes.                         |
| <b>SENER</b>    | Secretaría de Energía.                                             |
| <b>SEMARNAT</b> | Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales                  |



## GLOSARIO

Para los efectos de esta guía se consideran las definiciones contenidas en la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente, Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos, Ley General de Vida Silvestre, Ley General de Desarrollo Forestal Sustentable, Ley Federal de Responsabilidad Ambiental, Ley General de Cambio Climático y sus Reglamentos, así como las siguientes:

**Agente apuntalante.**- Material sólido que evita al término del proceso de fracturamiento hidráulico el cierre de la fractura dejando un empaque altamente conductivo.

**Agua producida.**- Agua que retorna del pozo una vez que se concluye la etapa de fracturamiento y durante la etapa de extracción. Contiene sales y puede tener metales.

**Área de asignación/contractual (área).**- La superficie y profundidad determinadas por la Secretaría de Energía, así como las formaciones geológicas contenidas en la proyección vertical en dicha superficie para dicha profundidad, en las que se realiza la exploración y extracción de hidrocarburos a través de contratos o asignaciones para la exploración y extracción.

**Área de relevancia ecológica.**- Superficies que por sus características cuentan con un importante acervo ecológico y cuyas características de susceptibilidad y resiliencia son susceptibles de ser alteradas por los efectos perturbadores de los proyectos.

**Cementación de revestimiento.**- Método de mezclar y bombear un volumen determinado de cemento al espacio anular (desplazado a través del revestimiento), por tapones de desplazamiento de fondo y superficie.

**Cierre y abandono.**- Etapa en la cual cesan en su totalidad las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, y se realiza el desmantelamiento de infraestructura, limpieza, remediación y restauración ambiental conforme a la legislación aplicable.

**Estado Base.**- Condición en la que se habrían hallado los hábitats, los ecosistemas, los elementos y recursos naturales, las relaciones de interacción y los servicios ambientales, en el momento previo inmediato al daño y de no haber sido éste producido.

**Exploración.**- Etapa de búsqueda de hidrocarburos, la determinación de su distribución y caracterización del área, así como el análisis en campo de la aplicación de tecnologías que efficienten la explotación con la visión del desarrollo masivo.

**Extracción.**- Se refiere a la explotación comercial intensiva del área asignada posterior a su caracterización petrofísica y de fluidos detallada, así como la de prueba de tecnologías y procesos.

**Fluido de fracturamiento.**- Mezcla a base de agua u otros compuestos y los aditivos (líquidos, sólidos o gaseosos), que se inyecta a los pozos de extracción para generar fracturas en las lutitas y liberar los hidrocarburos contenidos en ellas.

**Fluido de retorno.**- Fluido de fracturamiento que regresa a la superficie durante el proceso de fracturamiento.

**Fracturamiento.**- Técnica que consiste en generar uno o varios canales de elevada permeabilidad a través de la inyección de agua o algún otro fluido a alta presión en la roca de lutita, de modo que supere la resistencia de la roca y que abra una fractura controlada en el fondo del pozo, en la formación que contiene gas y/o aceite.



**Gas natural.**- La mezcla de hidrocarburos y otros componentes, primordialmente metano.

**Hidrocarburos contenidos en lutitas.**- Gas natural (shale gas/gas de lutita) e hidrocarburos líquidos (shale oil/aceite de lutita) que se generan a partir de la descomposición de la materia orgánica mediante la acción de la presión y temperatura en las capas internas de la Tierra y que se encuentran almacenados en poros de lutitas.

**Integridad del pozo.**- Óptima condición estructural y funcional de un pozo, resultado de la aplicación de tecnologías y acciones operativas orientadas a proteger el medio circundante de posibles impactos derivados de la infiltración de sustancias o residuos.

**Localización (pera o macropera).**- Área definida y acotada en donde se desarrollan las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos contenidos en lutitas, y donde se ubica la infraestructura operativa y de apoyo para dichas actividades.

**Lutita.**- Roca sedimentaria, porosa y poco permeable, compuestas por partículas del tamaño de la arcilla y del limo.

**Mapas de vulnerabilidad ambiental.**- Sistemas georreferenciados en los que se muestra el grado en que el funcionamiento de un sistema ambiental puede alterarse debido a efectos perturbadores, sus características de susceptibilidad y sus capacidades de resiliencia.

**Operador petrolero.**- Empresa productiva del Estado y/o empresas particulares que, a través de asignaciones o contratos, son responsables de realizar las actividades que se indican en estos criterios.

**Perforación de pozo.**- Etapa en la cual se desarrollan la infraestructura subterránea destinada a las actividades de exploración, extracción y monitoreo de los recursos.

**Permeabilidad.**- Característica de un material que permite el movimiento de fluidos a través de poros interconectados.

**Porosidad.**- Relación entre el volumen de vacíos y el volumen total de una roca.

**Pozo de exploración.**- Obra de ingeniería construida con el fin de identificar y cuantificar los hidrocarburos contenidos en lutitas en el desarrollo del área de asignación o contractual.

**Pozo de extracción.**- Obra de ingeniería construida para la extracción comercial de los hidrocarburos contenidos en lutitas en el desarrollo del área de asignación o contractual.

**Pozo de extracción de agua.**- Obra de ingeniería construida para extraer agua del subsuelo.

**Pozo de inyección (pozo letrina).**- Obra de ingeniería construida especialmente o pozo petrolero agotado, para la disposición final de los recortes de perforación y lodos estabilizados de los procesos de perforación y/o extracción de hidrocarburos contenidos en lutitas y que garantiza su aislamiento ambientalmente seguro.

**Pozo de monitoreo de agua.**- Obra de ingeniería construida con el fin de conocer Estado Base y la evolución en el tiempo de los niveles y de las características fisicoquímicas del agua subterránea e identificar cambios que pudieran atribuirse a las actividades relacionadas con la exploración y extracción de hidrocarburos contenidos en lutitas.

**Proyecto.**– Conjunto de obras definidas por el operador, consistentes en actividades de exploración, desarrollo de localizaciones y/o explotación en el área, al amparo de las asignaciones o los contratos celebrados en los términos de la legislación vigente.

**Recorte de perforación.**– Fragmentos de roca que se obtienen en el proceso de perforación de un pozo y que al recuperarse en la superficie del pozo se encuentran impregnados con los fluidos de perforación.

**Sensibilidad *ex-situ*.** Condición de un territorio donde se puede realizar la actividad de exploración y extracción de hidrocarburos contenidos en lutitas, que por la conexión existente de agua superficial dentro de este, puede facilitar el traslado de compuestos contaminantes a través de la dinámica hídrica, impactando en áreas de restricción para dicha actividad aguas abajo.

**Sensibilidad *in-situ*.** Condición de un territorio que por sus características ecológicas y alta importancia ambiental puede comprometer significativamente la integridad y los servicios ecosistémicos de este, por la actividad de exploración y extracción de hidrocarburos contenidos en lutitas, comprometiendo así la calidad de vida de sus pobladores.

**Sismicidad inducida.** Actividad sísmica provocada por una perturbación que desencadena un movimiento sismogénico en una falla geológica activa. El sismo puede generarse como parte de un proceso geológico natural, pero también se asocia con la inyección de fluidos en el subsuelo sobre una falla activa.

**Sitios Ramsar.** Son los sitios conocidos como humedales de importancia internacional decretados como tal en la Convención celebrada en Ramsar, Irán el 18 de enero de 1977.

**Terminación de pozo.**– Etapa en la que un pozo se termina de perforar y se encuentra listo para producir (desarrollo y colocación de árbol de válvulas) o, en caso de resultar improductivo, para taponar y abandonar.

**Vulnerabilidad.**– Grado de alteración de la capacidad de funcionamiento de un sistema socioambiental como consecuencia de su exposición a los efectos perturbadores de la exploración o extracción de hidrocarburos contenidos en lutitas, así como de sus características de susceptibilidad y sus capacidades de resiliencia.

En la elaboración de esta guía aportaron sus conocimientos y experiencia, representantes de las siguientes dependencias e instituciones:

**Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT)**

**Subsecretaría de Fomento y Normatividad Ambiental**

- Dirección de Energía y Actividades Extractivas

**Subsecretaría de Gestión para la Protección Ambiental**

- Dirección General de Impacto y Riesgo Ambiental
- Dirección General de Gestión Integral de Materiales y Actividades Riesgosas
- Dirección de Vida Silvestre
- Dirección de Gestión de la Calidad del Aire y RETC
- Dirección General de Gestión Forestal y Suelos

**Subsecretaría de Planeación y Política Ambiental**

- Dirección General de Política Ambiental e Integración Regional y Sectorial

**Centro Mario Molina**

**Centro Mexicano de Derecho Ambiental (CEMDA)**

**Colegio de Ingenieros Ambientales de México, A.C. (CINAM)**

**Comisión Nacional de Áreas Naturales Protegidas (CONANP)**

**Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH)**

**Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad (CONABIO)**

**Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardas (CNSNS)**

**Comisión Nacional del Agua (CONAGUA)**

**Instituto Mexicano de Tecnología del Agua (IMTA)**

**Instituto Mexicano del Petróleo (IMP)**

**Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático (INECC)**

**Petróleos Mexicanos (PEMEX)**

**Procuraduría Federal de Protección al Ambiente (PROFEPA)**

**Servicio Geológico Mexicano (SGM)**

**Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM)**

La Dirección General de Energía y Actividades Extractivas de la SEMARNAT, agradece a los participantes el compromiso apasionado con el medio ambiente, que manifestaron, en todo momento, durante el análisis y las largas discusiones e intercambio de conocimientos que permitieron la realización del trabajo.

***GUÍA DE CRITERIOS AMBIENTALES PARA LA EXPLORACIÓN  
Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS CONTENIDOS EN LUTITAS***

El contenido es responsabilidad de la  
Dirección General de Energía y Actividades Extractivas.  
La formación estuvo a cargo de la  
Coordinación General de Comunicación Social.  
Febrero de 2015.

[www.semarnat.gob.mx](http://www.semarnat.gob.mx)

 Semarnatmx  @semarnat\_mx