

**MANUAL DE BUENAS PRACTICAS AMBIENTALES Y SOCIALES DE LA
INDUSTRIA PETROLERA EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO PARA EL
ÁREA UPSTREAM.**

**DUVAN EDUARDO CASTELLANOS CHÁVEZ
JEIMY LORENA VALENZUELA MENDIVELSO**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2016

**MANUAL DE BUENAS PRACTICAS AMBIENTALES Y SOCIALES DE LA
INDUSTRIA PETROLERA EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO PARA EL
AREA UPSTREAM.**

DUVAN EDUARDO CASTELLANOS CHÁVEZ

CÓD. 2104542

JEIMY LORENA VALENZUELA MENDIVELSO

CÓD. 2104568

Trabajo de grado presentado para optar al título de Ingeniero de Petróleos.

Director del proyecto

KATHY MARGARITA DAZZA BROCHERO

Magister en Gestion en la Industria de los Hidrocarburos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2016

DEDICATORIA

Este trabajo es dedicado a DIOS y a la virgencita principalmente por darnos la salud, el camino, la paciencia y la sabiduría para desarrollar la tesis y cumplir con los objetivos a pesar de los obstáculos.

A mi familia por brindarme el apoyo incondicional tanto económico como moral para luchar y siempre seguir...En especial hago la dedicatoria a mi padre Uriel Castellanos Holguín y Aide Rubiela Chávez mi madre por todos sus buenos consejos y creer en mi...

Duvan Castellanos

DEDICATORIA

Este trabajo es dedicado principalmente a DIOS, por sus bendiciones, por ser mi guía, mi amigo incondicional, por regalarme más de lo que siempre espero y hacer las cosas justo a tiempo.

A mi familia, que son mi razón de ser y por ellos todo lo haría. En especial, al nuevo miembro de la familia, mi sobrino THIAGO.

Lorena Valenzuela

AGRADECIMIENTOS

*Quiero agradecer a mi compañera de tesis y compañera de universidad durante mucho tiempo **Lorena Valenzuela** quien fue una persona súper especial y me acompañó en los momentos difíciles.*

*A mis familiares; **Mi tía Clara Inés Chávez** por abrir las puertas de su casa y acogerme junto su familia. **A mi hermano del alma Deivy Fernando Castellanos** por sus buenos consejos en momentos determinantes. **A mi hermanita Nathalia Castellanos** por darme su cariño. **A mi tío Fredy Camacho castellanos** por dar apoyo moral y saber que todo se puede y demás familiares primos y tíos gracias si en algún momento me colaboraron*

*Agradezco a la **ingeniera Kathy margarita** directora de tesis por creer en nuestras ideas y ser guía para desarrollarlas*

Agradezco a esta institución la universidad industrial de Santander la escuela de petróleos y todo el grupo de docentes que hicieron parte de mi formación como ingeniero y por brindarme un mejor futuro.

Mil gracias...

Duvan Castellanos

AGRADECIMIENTOS

A DIOS por brindarme la oportunidad de vivir y poder luchar por mis sueños.

A mi PAPÁ por apoyarme cuando más lo necesité y por brindarme su amor incondicional.

A mi MAMÁ por ser la mejor y siempre esforzarse para que nunca me faltara nada.

A mis HERMANOS por brindarme motivación y respaldo en el desarrollo de mi carrera.

A DUVAN que además de ser mi compañero de trabajo y mi amigo, fue una de las personas que siempre estuvo a mi lado en los momentos difíciles, gracias.

A mis amigos, SISI Y VIVI porque estuvieron presentes durante estos años y por brindarme su amistad incondicional.

A BRAYAN y PAULA por darme el mejor regalo de grado, mi sobrinito THIAGO.

A la Ingeniera KATTY DAZA por todo su apoyo y recomendaciones durante el desarrollo de este proyecto.

A la Universidad por permitirme realizarme como profesional.

Lorena Valenzuela

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	26
1. ASPECTOS GENERALES	27
1.1 TÉRMINOS Y DEFINICIONES	27
1.2 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	31
1.2.1 Proceso básico del fracturamiento hidráulico.	31
1.2.2 Fractura hidráulica	34
1.2.3 Actividad sísmica y los acontecimientos sobre el fracturamiento hidráulico	35
1.2.4 Propantes.	36
1.2.5 Tipos de propantes	37
1.2.6 Fluidos de fracturamiento hidráulico (Convencional).	38
1.2.6.1 Fluidos base agua.	38
1.2.6.2 Fluidos base aceite.	39
1.2.6.3 Geles de fracturamiento.	39
1.2.7 Propiedades fluidos de fracturamiento	39
1.3 OBJETIVOS PRINCIPALES DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.	40
2. APLICACIÓN DE LA SECCIÓN AMBIENTAL PARA PROYECTOS EN ETAPAS DE EXPLORACIÓN, PERFORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.	42
2.1 NORMATIVIDAD AMBIENTAL	43
2.1.1 Normas ISO	43

2.1.2 Normas constitucionales.	43
2.1.3 Normatividad ambiental para yacimientos no convencionales.	45
2.1.3.1 Decretos	45
2.1.3.2 Resoluciones	45
2.1.3.3 Acuerdos	46
2.1.3.4 Otros documentos	46
2.2 LICENCIA AMBIENTAL PARA PROYECTOS EN ETAPA DE EXPLORACIÓN, PERFORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.	47
2.3 PLAN DE MANEJO AMBIENTAL	48
2.3.1 Sistema de gestión ambiental	49
2.3.2. Estructura del plan de manejo ambiental	50
2.3.3 Requerimientos adicionales para la elaboración del Plan de Manejo Ambiental para la actividad de Estimulación Hidráulica	52
2.4 ESTUDIO DEL IMPACTO AMBIENTAL	55
2.5 METODOLOGÍA DE UN ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA).	57
2.5.1. Etapas de un proyecto petrolero	57
2.5.1.1 Exploración	57
2.5.1.2 Perforación	57
2.5.1.3 Producción	58
2.5.2 Descripción del proyecto	59
2.5.2.1 Ejemplo	59
2.5.2.2 Localización	60
2.5.2.3 Componentes del proyecto.	60

2.5.2.4 Cronograma	60
2.5.2.5 Análisis de alternativas.	60
2.5.3. Línea base (condiciones ambientales).	61
2.5.3.1 Aspectos biofísicos.	61
2.5.3.2 Aspectos bióticos	67
2.5.4 Medio socioeconómico	70
2.5.4.1 Participación y socialización con las comunidades.	70
2.5.4.2 Componente demográfico	71
2.5.4.3 Componente demográfico componente espacial	72
2.5.4.4 Componente demográfico componente espacial componente económico	73
2.5.4.5 Componente cultural	74
2.5.4.6 Componente político	75
2.5.4.7 Información de población a reubicar	76
2.5.5 Servicios ecosistémicos	77
2.5.6 Zonificación ambiental	79
2.5.7 Demanda, uso, aprovechamiento y/o afectación de los recursos naturales	79
2.5.7.1 Aguas superficiales.	80
2.5.7.2. Aguas subterráneas	81
2.5.7.3 Vertimientos	83
2.5.7.4 Para gestión de aguas de producción y formación a través de reinyección	87
2.5.8 Evaluación de impactos	88
2.5.9 Evaluación económica ambiental	89

2.6 SISTEMA DE MONITOREO Y CONTROL	91
2.6.1 Objetivos del sistema de monitoreo y control	93
3. DESCRIPCIÓN DE LAS ETAPAS QUE SE DESARROLLAN EN EL AREA UPSTREAM.	96
3.1 EXPLORACIÓN	96
3.1.1 Exploración superficial	97
3.1.1.1 Topografía	97
3.1.1.2 Geológicos superficiales	98
3.1.1.3 Geofísicos	98
3.1.2 Exploración profunda	109
3.1.2.1 Perfilaje de pozos	109
3.2 PERFORACIÓN DE POZOS HORIZONTALES	110
3.2.1 Clasificación de los proyectos de perforación	113
3.2.2 Programa global de perforación horizontal	115
3.2.3 Planificación ambiental del proyecto	116
3.2.4 Indicador ambiental para la perforación de pozos horizontales	118
3.2.5 Etapas del proyecto de perforación de pozos horizontales	119
3.2.5.1 Planeación	120
3.2.5.2 Construcción	123
3.2.5.3 Operación	125
3.2.5.4 Desmantelamiento y restauración del área afectada	131
3.2.6 Manejo ambiental del proyecto	133
3.2.6.1 Localización y replanteo	133

3.2.6.2 Desmonte y Descapote	134
3.2.6.3 Gestión ambiental de residuos sólidos	135
3.2.6.4 Gestión ambiental de residuos líquidos	138
3.3 PRODUCCIÓN	143
3.3.1 Requerimientos para la producción.	144
3.3.2 Etapas del proyecto	145
3.3.2.1 Planeación	145
3.3.2.2 Construcción de la Locación (Instalación de equipos y obras necesarias)	146
3.3.2.3 Producción de hidrocarburos	154
4. EVALUACIÓN DE LOS FLUIDOS NO CONVENCIONALES	156
4.1. FLUIDOS VISCOELÁSTICOS SURFACTANTES	157
4.1.1. Introducción	157
4.1.2 Características de los VES	158
4.1.3 Comportamiento de los fluidos viscoelásticos (VES)	160
4.1.4 Ventajas y desventajas de los VES	164
4.1.5 Aplicación de nuevas tecnologías (fluidos “VES”)	165
4.2 FLUIDOS A BASE METANOL	165
4.2.1 Características principales del metanol.	166
4.2.1.1 Características Ambientales	166
4.2.1.2 Características Técnicas	166
4.2.2 Descripción de la técnica	167
4.2.3 Estado de Aplicación	168

4.2.4 Potenciales Ventajas y Desventajas	169
4.2.5 Costos	169
4.3 FLUIDOS CRIOGÉNICOS	170
4.3.1 Dióxido de carbono (CO ₂).	170
4.3.1.1 Características del CO ₂ .	170
4.3.1.1 Características técnicas del CO ₂ .	171
4.3.1.2 Descripción de la técnica	172
4.3.1.3 Potenciales ventajas y desventajas de CO ₂ .	173
4.3.2 Nitrógeno (N ₂).	174
4.3.2.1 Características técnicas del N ₂ .	175
4.3.2.2 Descripción de la técnica.	175
4.3.2.3 Potenciales ventajas y desventajas del N ₂	176
4.3.3 Limitaciones de CO ₂ Y N ₂	177
4.3.4 Diferencias técnicas entre el CO ₂ y el N ₂ .	178
4.4 FLUIDOS A BASE DE GAS LICUADO DEL PETROLEO (GLP)	178
4.4.1 Introducción	178
4.4.2 Características del GLP	179
4.4.3 Comportamiento del GLP	182
4.4.4 Ventajas y desventajas	183
4.5 FLOWBACK DE LOS FLUIDOS NO CONVENCIONALES	184
4.5.1 Flowback VES	184
4.5.2 Flowback metanol	185
4.5.3 Flowback fluidos criogénicos (Co ₂ y N ₂).	185

4.5.4 Flowback GLP	186
5. EJEMPLOS DE APLICACIÓN DE LOS FLUIDOS NO CONVENCIONALES EN DIFERENTES CAMPOS.	187
5.1 FLUIDOS CRIOGÉNICOS, NITRÓGENO Y DIÓXIDO DE CARBONO EJEMPLO DE APLICACIÓN DE MONTNEY (COMPARACIÓN).	188
5.1.1 Descripción del yacimiento.	188
5.1.2 Geología de Montney	190
5.1.3 Historia del yacimiento Montney.	191
5.1.4 Resultados.	191
5.1.5 Análisis de los resultados.	196
5.2 (SEGUNDO EJEMPLO) FLUIDOS VISCOELÁSTICOS SURFACTANTES: EJEMPLO DE APLICACIÓN EN FORMACIÓN DE MESA VERDE EN ROCK SPRINGS WYOMING Y EL RENO OKLAHOMA (COMPARACIÓN)	197
5.2.1 Descripción de la formación	197
5.2.2 Descripción de los casos de aplicación	198
5.2.3 Resultados	202
5.2.4 Análisis de los resultados	208
6. EJEMPLO DE APLICACIÓN DE LOS FLUIDOS NO CONVENCIONALES PARA EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN COLOMBIA “PROYECTO APE VMM-3”	211
6.1 ASPECTOS GENERALES DEL PROYECTO	211
6.1.1 Localización del proyecto.	212
6.1.2 Componentes y actividades Autorizados.	214
6.2 GEOLOGÍA	215
6.3 HIDROLOGÍA.	217
6.4 DEMANDA DE RECURSOS	218

6.4.1 Concesión de Aguas	219
6.4.1.1 Aguas superficiales	219
6.5 CAUDALES REQUERIDOS DE AGUA PARA EL “PROYECTO VMM-3”	220
6.6 IMPACTOS AMBIENTALES DEL PROYECTO	224
6.7 IMPACTOS SOCIALES DEL PROYECTO	226
7. CONCLUSIONES	227
8. RECOMENDACIONES	228
BIBLIOGRAFÍA.	229
ANEXOS	233

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Composición típica de un fluido de fracturamiento hidráulico	32
Figura 2. Proceso de fractura	35
Figura 3. Material propante ubicado en la formación de Shale Gas	36
Figura 4. Legislación ambiental Colombia.	44
Figura 5. Esquema obtención de la Licencia Global	48
Figura 6. Modelo de gestión ambiental	49
Figura 7. Etapas generales de un proyecto de perforación de pozos	58
Figura 8. Relación entre la actividad industrial y el ambiente	92
Figura 9. Equipos básicos para el estudio de topografía	98
Figura 10. Equipos más usados para el estudio de gravimetría	99
Figura 11. Ilustración sísmica 3D	102
Figura 12. Intercepción de fracturas en pozos horizontales	112
Figura 13. Fracturas hidráulicas en un pozo horizontal	113
Figura 14. Tipos de perforación	114
Figura 15. Proceso general de fracturamiento hidráulico	130
Figura 16. Fluido de fracturamiento mezclado con material propante	160
Figura 17. Estructura molecular de un surfactante	161
Figura 18. Efectos quimiomecánicos de un VES	162
Figura 19. Concentración del surfactante	163
Figura 20. Reservorio Montney con zona de estudio destacado	188
Figura 21. Locación de los pozos de estudio del yacimiento Montney	189
Figura 22. Tratamientos de fractura energizados en el área de interés	192
Figura 23. Comparación de los fluidos bajo el parámetro de volumen de agua bombeada	193

Figura 24. Comparación de los fluidos no convencionales bajo el parámetro de # de fracturas	194
Figura 25. Comparación de los fluidos no convencionales bajo el parámetro de longitud de la fractura	194
Figura 26. Comparación de los fluidos no convencionales bajo el parámetro de cantidad de propante	195
Figura 27. Comparación de costos de operación de todos los fluidos	195
Figura 28. Comparación de los fluidos bajo el parámetro de volumen del propante	203
Figura 29: Comparación de los fluidos bajo el parámetro de volumen del fluido	204
Figura 30. Comparación de los fluidos bajo el parámetro de la conductividad	205
Figura 31. Comparación de los fluidos bajo la altura de la fractura	205
Figura 32. Comparación de la producción acumulada de los primeros seis meses	206
Figura 33. Comparación de los fluidos bajo el parámetro de volumen de almohadilla	207
Figura 34. Comparación de los fluidos bajo el parámetro de volumen total de fluido	208
Figura 35. Esquema de fracturas con fluidos poliméricos y VES	210
Figura 36. Localización del área del proyecto VMM-3	212
Figura 37. Localización del bloque VMM-3	213
Figura 38. Comparación de caudales requeridos para el “APE VMM-3”	221
Figura 39. Comparación anual de los fluidos	223

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Compuestos utilizados en el Fracking	32
Tabla 2. Presión de confinamiento de algunos materiales propantes	37
Tabla 3. Residuos sólidos de un campo colombiano	59
Tabla 4. Relación de los parámetros fisicoquímicos a monitorear para caracterizar los cuerpos de agua que puedan ser intervenidos con el desarrollo del proyecto	63
Tabla 5. Parámetros adicionales de calidad de agua para la exploración de yacimientos no convencionales.	66
Tabla 6. Impactos y dependencia a servicios ecosistémicos	78
Tabla 7. Identificación de impactos	89
Tabla 8. Métodos de valoración económica sugeridas para el EIA	90
Tabla 9. Parámetros de control y monitoreo	94
Tabla 10. Etapas de un proyecto de Sísmica	104
Tabla 11. Distancias mínimas para puntos de disparo en sísmica	107
Tabla 13. Niveles de participación ciudadana	117
Tabla 14. Indicador ambiental a la perforación de pozos	119
Tabla 15. Criterios ambientales para la localización de pozos petroleros	121
Tabla 16. Actividades para el desarrollo de la etapa de planeación	122
Tabla 17. Actividades para el desarrollo de la etapa de construcción	123
Tabla 18. Actividades principales de vías y localización (construcción o adecuación).	124
Tabla 19. Actividades para el desarrollo de la etapa de operación	126
Tabla 20. Montaje de equipo	128
Tabla 21. Operaciones de perforación	128
Tabla 22. Gestión de residuos	128

Tabla 23. Prueba de producción	129
Tabla 24. Actividades para el desarrollo de la etapa de desmantelamiento y restauración del área afectada	131
Tabla 25. Planificación y ejecución del abandono	132
Tabla 26. Manejo de las relaciones con la comunidad	132
Tabla 27. Evaluación Ex-post	133
Tabla 28. Identificación de oportunidades para reducción de residuos	136
Tabla 29. Ilustración sobre alternativas para disposición de residuos sólidos	137
Tabla 30. Residuos líquidos en perforación	138
Tabla 31. Criterios ambientales que pueden ejercer sobre el entorno	147
Tabla 32. Condiciones comunes y comportamiento reológico de los fluidos VES	164
Tabla 33. Diferencias técnicas entre el CO ₂ y el N ₂	178
Tabla 34. Datos yacimiento MONTNEY	189
Tabla 35. Distribución de los fluidos por campos del área de interés MONTNEY	192
Tabla 36. Profundidades de la formación Mesa Verde	198
Tabla 37. Condiciones de operación del caso 1	199
Tabla 38. Parámetros de diseño caso 1	200
Tabla 39. Comparación de los parámetros de trabajo y simulaciones de fractura con fluido de polímero y fluido VES	200
Tabla 40. Programa de tratamiento caso 2	202
Tabla 41. Beneficios de los fluidos VES sobre los sistemas de fluido Guar	208
Tabla 42. Información estructurada del área de influencia del proyecto APE VMM-3	213
Tabla 43. Actividades que hacen parte del proyecto APE VMM-3	214
Tabla 45. Caudales de agua requeridos para el “APE VMM-3”	220
Tabla 46. Cantidad total de fluido por año	222

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. MANUAL DE BUENAS PRÁCTICAS AMBIENTALES Y SOCIALES PARA EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.	233
ANEXO B. CASOS HIPOTÉTICOS DE CONTAMINACIÓN DE ACUÍFEROS DURANTE UN FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.	254

RESUMEN

TITULO: MANUAL DE BUENAS PRACTICAS AMBIENTALES Y SOCIALES DE LA INDUSTRIA PETROLERA EN EL FRACTURAMIENTO HIDRAULICO PARA EL AREA UPSTREAM^{*}.

AUTORES: Duvan Eduardo Castellanos
Jeimy Lorena Valenzuela^{**}

PALABRAS CLAVE: Fracturamiento hidráulico, Upstream, Fluidos No Convencionales, Impacto Ambiental.

DESCRIPCIÓN

Debido a las diversas controversias, críticas y problemáticas que exponen varios autores sobre las operaciones de fracturamiento hidráulico su influencia negativa causas y consecuencias que estas provocan tanto al medio ambiente como alas diversas comunidades adyacentes al proyecto, se evalúa nuevas tecnologías para llevar a cabo estas operaciones donde se reduce considerablemente estos impactos socio-ambientales haciendo de esta operación más atractiva.

Los Fluidos No Convencionales son una nueva tecnología que ayuda minimizar los impactos por las operaciones de fracturamiento hidráulico. Existe una gran variedad de estos fluidos, además son una familia muy numerosa en esta monografía solo se trabaja los principales y los más comunes demostrando su aplicación y su certeza como una variable muy importante para evaluar estos proyectos.

En Colombia, estos proyectos están en auge y es de vital importancia empezar a estudiar todas las áreas posibles, dentro de ellas los fluidos a implementar puesto que las entidades como el ministerio de medioambiente y desarrollo sostenible (MINAMBIENTE), la autoridad nacional de licencias ambientales (ANLA) junto con las corporaciones autónomas regionales (CAR) son entidades a nivel nacional que pueden desarrollar, modificar y establecer leyes, decretos, y resoluciones donde estas se han más robustas y exigentes para evitar posibles problemas socio-ambientales.

* Trabajo de Grado.

** Facultad de Ingenierías Físico-químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director Ing. Kathy Margarita Díaz Brochero

ABSTRACT

TITLE: HANDBOOK OF GOOD PRACTICES ENVIRONMENTAL AND SOCIAL PETROLEUM INDUSTRY IN THE AREA HYDRAULIC FRACTURING FOR UPSTREAM*.

AUTHORS: Duvan Eduardo Castellanos
Lorena Jeimy Valenzuela **

KEYWORDS: Hydraulic Fracturing, Upstream, Fluid Unconventional, Environmental Impact Assessment.

DESCRIPTION

Due to the various controversies, reviews and issues that expose various authors on the operations of fracking its negative influence causes and consequences that they cause both the environment and various wings communities adjacent to the project, new technologies are evaluated to carry out these operations where these socio-environmental impacts making it more attractive operation is greatly reduced.

Unconventional Fluids are a new technology that helps minimize the impacts of hydraulic fracturing operations. Unconventional Fluids are a new technology that helps minimize the impacts of hydraulic fracturing operations. There are a variety of these these fluids also are a large family in this monograph only works the main and the most common demonstrating its implementation and certainty as a very important to evaluate these projects variable.

In Colombia, these projects are booming and it is vital to start studying all possible areas within them fluids to implement since entities such as the ministry of environment and sustainable development (MINAMBIENTE), the national authority of environmental licenses (ANLA) together with the autonomous regional corporations (CAR) are entities nationwide that can develop, modify and establish laws, decrees, and resolutions where these are more robust and demanding to avoid possible social and environmental problems

* Grade work

** Physicochemical Faculty of Engineering. School of Petroleum Engineering. Director Ing. Kathy Margarita Diaz Brochero

INTRODUCCIÓN

El manual de buenas prácticas ambientales y sociales de la industria petrolera en el fracturamiento hidráulico surge debido al auge de la explotación de yacimientos no convencionales, con el propósito de identificar los procedimientos adecuados para la buena implementación de este tipo de extracción de hidrocarburos utilizando como técnica.

Es por esto que es de vital importancia conocer el impacto que tienen los fluidos de fracturamiento a nivel ambiental y social. En este trabajo se evalúan los fluidos de fracturamiento hidráulico no convencionales utilizados en diferentes formaciones, proporcionando información de las diferentes propiedades para su óptimo desempeño.

De acuerdo a esto se realiza una comparación con los fluidos convencionales, buscando mejorar la implementación de la misma y la conservación de nuestros recursos naturales. Los parámetros fundamentales fueron: agua bombeada, número de fracturas, longitud de la fractura, altura de fractura, cantidad de propano, conductividad, volumen de fluido, producción acumulada y costos de operación y otros.

1. ASPECTOS GENERALES

1.1 TÉRMINOS Y DEFINICIONES¹

Abandono: Taponamiento y cierre técnico de un pozo, desmantelamiento de construcciones y limpieza y restauración ambiental de las áreas donde se hubieren realizado operaciones de exploración, evaluación o producción conforme a la legislación colombiana.

Acuífero aprovechable para consumo humano: Acuíferos que tengan un contenido de sólidos disueltos totales de 4.000 miligramos por litro o menos.

Arreglo de pozos: Conjunto de pozos, mínimo tres (3) hasta diez (10) pozos, cuya característica está dada por la cercanía geográfica y propiedades de reservorios similares para maximizar la eficiencia de producción. La unidad base de liquidación de las regalías estará limitada por la envolvente formada por la sumatoria del área de drenaje de los pozos productores más distantes del o (los) arreglo(s) de pozos.

Camisa de reconexión (tie back sleeve): Sección de liner que se corre desde el colgador de revestimiento (liner hanger) hasta la cabeza de pozo, después de que el liner inicial y el sistema colgador sea instalado y cementado.

Colgadores de revestimiento (liner hanger): Dispositivo utilizado para fijar o colgar los revestimientos cortos (liner) de la pared interna de un revestimiento previo.

¹ Resolución 90341 de 27 de marzo de 2014 y resolución 180742 del 16 e3 mayo 2012

Desechos NORM: Materiales radiactivos naturales (NORM) para los cuales no se prevé un uso posterior.

EIA: Estudio de impacto ambiental, se efectúa cuando se requiera ejecutar un proyecto de perforación, exploración y producción de hidrocarburos, se estipula por el ministerio de ambiente y desarrollo sostenible.

Estimulación hidráulica: Tratamiento a la formación de interés o productora de un pozo a través del uso de un fluido de estimulación con el objetivo de mejorar su productividad. Esta estimulación se realiza a través del bombeo de un fluido compuesto por agua, químicos y propano a una alta presión por el hueco del pozo, con el fin de inducir fracturas en la roca para aumentar su permeabilidad.

Herramienta de reconexión (Tie Back): Herramienta que sirve para anclar y orientar las múltiples sargas en pozos multilaterales.

Límite económico: Tasa de producción de uno o varios arreglos de pozos más allá de la cual, los flujos netos de efectivo de las operaciones son negativos.

Línea base: Características iniciales del medio donde se ejecuta el proyecto

Material Radiactivo de Origen Natural (NORM): Material radiactivo que no tiene concentraciones de radio nucleídos más altas de las naturales.

Método de sello y bombeo: Método de mezclar y bombear un volumen determinado de cemento al espacio anular que garantice sello hidráulico.

PMA: Plan de manejo ambiental

Pozo horizontal: Pozo que contiene una sección cuya desviación respecto a la vertical es mayor a 80 grados y se proyecta más de 100 pies dentro de la formación de interés.

Programa Global de Perforación: Arreglo o arreglos de pozos, que involucra su perforación y terminación.

Pozo Estratigráfico: Se perfora con propósitos de reconocimiento y muestreo de la columna estratigráfica, sin objetivo hidrocarburífero tendiente a determinar la constitución litológica y las propiedades físicas de la secuencia estratigráfica existente en el subsuelo.

Programa de Confirmación Exploratoria: Actividades exploratorias tendientes a confirmar que existe un descubrimiento de hidrocarburos en un yacimiento no convencional.

Programa Global de Perforación: Arreglo o arreglos de pozos que involucre su perforación y terminación.

Prueba de producción de Pozo(s): Periodo para determinar la capacidad productiva de la acumulación, estimar las características petrofísicas, evaluar el área de influencia, & espaciamiento y los posibles completamientos y tecnologías de estimulación en los pozos de yacimientos no convencionales.

Propante: Constituyente del fluido de estimulación hidráulica usualmente arena o material granulado que se utiliza para mantener la fractura abierta una vez la presión de la estimulación hidráulica se reduce.

Radio de estimulación hidráulica: Distancia alcanzada por la fractura producto de la estimulación hidráulica del pozo. Esta distancia usualmente es estimada

utilizando programas computarizados que simulan como la estimulación hidráulica podría tener un efecto sobre el yacimiento.

Residuo NORM: Material residual de un proceso, que contiene materiales radiactivos naturales (NORM) o que está contaminado con ellos. Un residuo NORM puede o no ser reutilizado.

Sismicidad desencadenada (Triggered Seismicity): Sismicidad provocada por una perturbación menor que desencadena una liberación de energía en una falla geológicamente activa. Esta sismicidad ocurriría naturalmente sin la perturbación como parte de un proceso geológico natural. La intensidad de la actividad sísmica dependerá del tamaño de la falla.

Yacimiento Convencional: Formación rocosa donde ocurren acumulaciones de hidro-carburos en trampas estratigráficas y/o estructurales. Se caracteriza por un sistema natural de presión único, de manera que la producción de hidrocarburos de una parte del yacimiento afecta la presión de reservorio en toda su extensión. Está limitado por barreras geológicas, tales como estratos impermeables, condiciones estructurales y agua en las formaciones y se encuentra efectivamente aislado de cualquier yacimiento que pueda estar presente en la misma área o estructura geológica.

Yacimiento No Convencional: Formación rocosa con baja permeabilidad primaria a la que se le debe realizar estimulación para mejorar las condiciones de movilidad y recobro de hidrocarburos. Los yacimientos no convencionales típicos incluyen, entre otros las arenas y carbonatos apretados, gas metano asociado a mantos de carbón, gas y petróleo de Lutitas y arenas bituminosas.

1.2 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Es una tecnología muy antigua, de terminación de pozos también llamado “Fracking” que genera fracturas conductoras a través de rocas de muy baja permeabilidad como por ejemplo los Shale o Lutitas con el fin de aumentar la conductividad y así el flujo de fluidos en el medio poroso logrando que el hidrocarburo de interés en la roca fuente pueda moverse más libremente a través de la roca en el pozo.

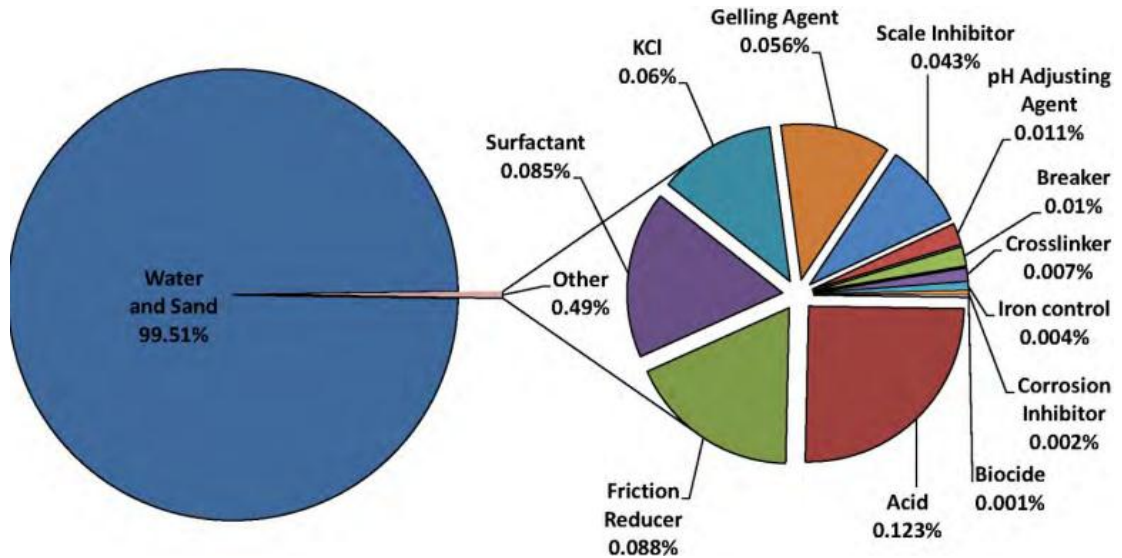
El fracturamiento hidráulico también es utilizado como proceso de estimulación de pozos utilizados para maximizar la extracción de recursos subterráneos.

1.2.1 Proceso básico del fracturamiento hidráulico. El proceso consiste en bombear grandes volúmenes de agua a alta presión (presiones entre 34 y 690 atmósferas, equivalentes a la presión que hay bajo el mar y a una profundidad de 3450-6900 m) para crear micro fracturas mezcladas con arena, esta cumple con la función de mantener la fractura abierta o más conocido como agente sostén.

Además de esto también son utilizados aditivos o químicos para determinados propósitos como: agentes reductores de fricción, inhibidores de corrosión y otros.

A continuación se presenta en la figura la composición típica de un fluido de fracturamiento hidráulico.

Figura 1. Composición típica de un fluido de fracturamiento hidráulico



Fuente: Halliburton.

En general aproximadamente se maneja 90% agua, 9% arena, y 1% otros (surfactantes químicos u otros aditivos), en la siguiente tabla se presenta en general los más utilizados.

Tabla 1. Compuestos utilizados en el Fracking

COMPUESTO	PROPOSITO	USOS COMUNES
Ácidos	Ayuda a disolver los minerales e iniciar fisura en la roca (pre-fractura.	Limpiador de piscinas
Cloruro De Sodio	Permite un desglose retardada de las cadenas de polímero gel.	Sal de mesa
Poliacrilamida	Minimiza la fricción entre el fluido y el tubo	El tratamiento del agua, acondicionador de suelos
Etilenglicol	Previene las incrustaciones de cal en el tubo	Anticongelante automotriz, agente de deshielo, limpiadores para el hogar.

COMPUESTO	PROPOSITO	USOS COMUNES
Sales de borato	Mantiene la viscosidad del fluido cuando la temperatura aumenta	Detergente de lavandería, jabón de tocador, cosméticos.
Sodio / Potasio Carbonato	Mantiene la eficacia de otros componentes, tales como agentes de reticulación.	Sosa, detergente, jabón, suavizador de agua, vidrio, cerámica.
Glutaraldehído	Elimina las bacterias en el agua	Desinfectante, esterilización de equipo médico y dental.
Goma guar	Espese el agua para suspender la arena	Espesante en cosméticos, productos de panadería, helados, pasta de dientes, salsas.
Ácido Cítrico	Evita la precipitación de óxidos metálicos	Aditivo en alimentos y bebidas
Isopropanol	Se utiliza para aumentar la viscosidad del fluido de fractura	Detergentes para los cristales, antitranspirante, coloración del cabello

Fuente: Departamento de Energía, GWPC: Gas Shale Desarrollo Moderno en los Estados Unidos. Una cartilla (2009).

Antes de que las compañías operadoras y de servicios realicen un tratamiento de fracturamiento hidráulico a un pozo, es recomendable o se exige llevar a cabo una serie de pruebas como requerimientos para asegurarse de que el pozo, el equipo de cabeza del pozo y el equipo para fracturar tengan un buen funcionamiento y que van a resistir las presiones y tasas a bombear para así evitar problemas ambientales. En Estados Unidos el mínimo de requerimiento para realizar esta práctica está establecido por cada estado²

Como en Colombia no se cuenta con un marco legal robusto de estas operaciones existen normas internacionales bajo las cuales pueden servir como guía como lo

² MARCELLUSCOALITION Production processes [en línea] Disponible en: <http://marcelluscoalition.org/marcellus-shale/production-processes/>. [citado en Febrero de 2013]

es el API, acreditado por el American National Standards Institute, la industria ha adoptado normas y prácticas para la mejora continua, cientos de los cuales se hace referencia en los reglamentos.

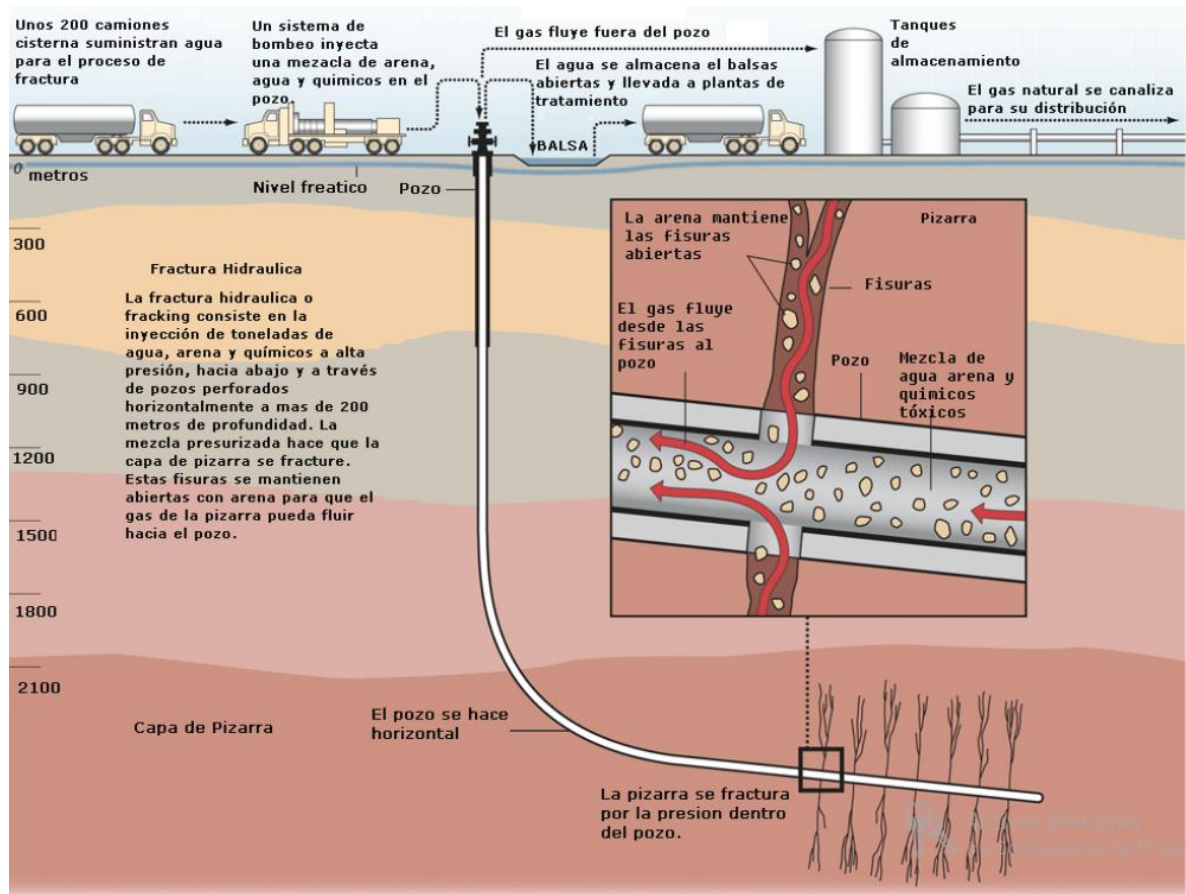
Además de Varias agencias federales, incluyendo la Agencia de Protección Ambiental, la Oficina de Administración de Tierras y de la Administración de Seguridad y Salud Ocupacional, también citan las normas API.

Sin embargo en el capítulo II de este libro se plantea un marco legislativo y una metodología a desarrollar para solicitar licencias ambientales que son aprobadas mediante los estudios de impacto ambiental (EIA) y los planes de manejo ambiental (PMA), por medio de los entes correspondientes como lo son el ministerio de medio ambiente la ANLA, ANH y otros.

1.2.2 Fractura hidráulica. Para la fase de fractura, una plataforma con 6 pozos de 2 km de profundidad y 1,2 km de recorrido horizontal necesita entre 72.000 y 210.000 toneladas de agua. Parte del agua se extrae directamente de fuentes superficiales o subterráneas del lugar y es transportada en camiones o a través de tuberías. Si se tiene en cuenta todo el proceso y no sólo la fase de fractura, el consumo de agua aumenta de un 10% a un 30%³.

³ Extracción de gas no convencional y la fractura hidráulica en Burgos, 2012

Figura 2. Proceso de fractura



Fuente: Extracción de gas no convencional y la fractura hidráulica en Burgos, 2012.

1.2.3 Actividad sísmica y los acontecimientos sobre el fracturamiento hidráulico. Como bien se ha informado el fracturamiento hidráulico es relacionado con la sismicidad, por esto los estudios que se han realizado de vibraciones micro sísmicas se han desarrollado a través de dispositivos de escucha sensibles y analizado con métodos científicos establecidos que permiten grabaciones e interpretaciones con gran facilidad

Además de lo anterior, es conveniente implementar el Mapeo Micro sísmico en las etapas de fracturamiento hidráulico ya que es una herramienta vital para deducir y mejorar el desarrollo del campo, terminaciones de pozos, y los tratamientos en cada etapa.

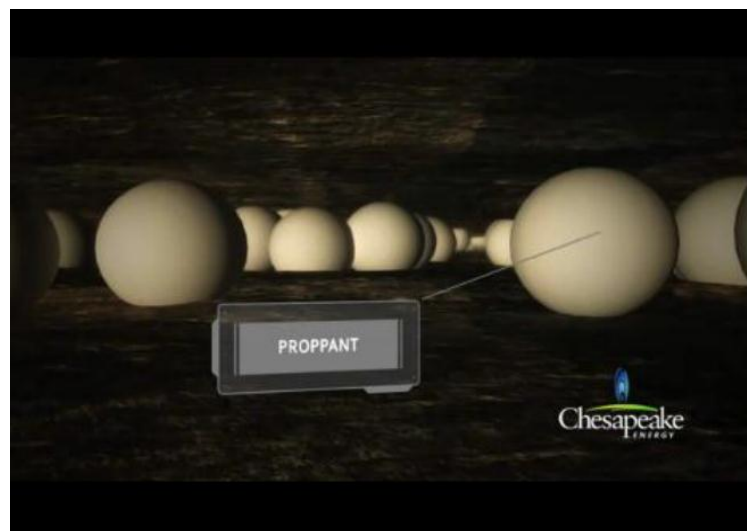
Durante la fracturamiento hidráulico, los eventos micro sísmicos son generalmente de magnitud de menos dos (-2) o menos tres (-3) en la escala de Richter.

1.2.4 Propantes. Tipo de un determinado material que como función principal que realiza a la fractura es la resistencia o capacidad que tiene para mantenerla abierta, se ha hecho necesario definir de manera muy cuidadosa el tipo de propante a utilizar.

Por esto Las condiciones que deben cumplir los agentes cuando se está llevando a cabo la selección de los propantes en las operaciones de fracturamiento hidráulico son las siguientes:

- Mantener la fractura abierta.
- Crear canales de permeabilidad moderada a alta dentro de la formación.
- Aumentar la permeabilidad cuando la presión de sobrecarga quiebra el propante, creando partículas de menor diámetro.
- Poseer una buena resistencia a la compresión.

Figura 3. Material propante ubicado en la formación de Shale Gas



Fuente: YOUTUBE [en línea] disponible en: <http://www.youtube.com/watch?v=73mv-WI5cgg>.

1.2.5 Tipos de propantes En la industria se han trabajado y se han descubierto múltiples de estos materiales que generalmente son partículas sólidas haciendo combinaciones de materiales y nuevos descubrimientos que ayudan a la optimización del proceso, a continuación presentamos algunos de los más importantes o más utilizados.

- Arena.
- Cáscara de nuez.
- Pedazos o bolas de acero (ó Aluminio).
- Esferas de vidrio de alta resistencia.
- Arenas revestidas con resinas.
- Bauxita y Bauxita sintetizada.
- Cerámicos y cerámicos revestidos con resina.

La arena y los materiales de base arena se convirtieron en el tipo más popular de propante debido a su, generalmente, buena disponibilidad y a su bajo costo. Sin embargo, un estudio en las tasas de producción publicado por la (SPE)⁷ muestra que la resistencia adicional y la forma y tamaño uniforme de los propantes cerámicos generan un desempeño superior a los de otros tipos de propantes⁴.

Tabla 2. Presión de confinamiento de algunos materiales propantes

MATERIAL PROPANTE	PRESIÓN DE CONFINAMIENTO (psia)
Cerámicos	HASTA 19000
Arena.	< 4800
Arena recubierta con resina	< 7500
Bauxita	< 16500

⁴ Proving It - A Review of 80 Published Field Studies Demonstrating the Importance of Increased Fracture Conductivity. SPE 77675

1.2.6 Fluidos de fracturamiento hidráulico (Convencional). Las iniciales formas para fracturas se desarrollaron con crudos gelificados. Luego se usó kerosene gelificado. En el año 1952, una gran porción de tratamientos de fractura se desarrolló con aceites crudos y refinados. Dichos fluidos eran económicos en la época.

Con la venida del agua como fluido de fracturamiento, en 1953, se comenzaron a realizar agentes gelificantes. La primera patente (Patente US 3058909) de goma guar reticulada con boratos fue emitida a Loyd Kern el 16 de Octubre de 1962.

En la industria las empresas de servicios ofrecen fluidos de fracturamiento los cuales pueden ser clasificados como fluidos base agua ó fluidos base hidrocarburo, dependiendo de la naturaleza de la fase continua.

Los fluidos de fracturamiento se pueden concentrar dentro de los siguientes tipos:

1.2.6.1 Fluidos base agua.

- ***Slick Water:*** Pequeños volúmenes de polímero en agua para reducción de presión por fricción en flujo turbulento.
- ***Soluciones poliméricas no reticuladas:*** Guar, HPG, CMHPG, CMHEC, HEC, Xanthan, Poliacrilamida, Sistemas de gelificación secundaria.
- ***Emulsiones poliméricas:*** Aproximadamente 33% de solución polimérica acuosa como la fase externa, con 67% de hidrocarburo en la fase externa.
- ***Espumas acuosas:*** N₂, CO₂, o 45%-CO₂. / 25%- N₂ en agua, solución polimérica, o geles con 65 - 85% de gas en la fase interna.

1.2.6.2 Fluidos base aceite.

- ***Slick hidrocarburo:*** Diésel, Kerosene o crudo con pequeñas cantidades de polímero sintético para reducir las pérdidas de presión por fricción en flujo turbulento.
- ***Hidrocarburos reticulados (Crosslinked HC's):*** Diésel, kerosene o crudo reticulados con éster de fosfato ácido y aluminio, ó ácido graso y cáustico.
- ***Espumas base hidrocarburo:*** N₂, CO₂ en diésel, kerosene o crudo con 65% – 85% de gas en la fase interna
- ***Metanol gelificado [con o sin CO₂ de más del 75% en volumen (una sola fase w/CO₂)].***

1.2.6.3 Geles de fracturamiento.

- ***Soluciones poliméricas reticuladas (geles).***

1.2.7 Propiedades fluidos de fracturamiento. Es de vital importancia resaltar las propiedades el fluido ya que si no son compatibles no se tendrá un óptimo desarrollo de la operación.

Un fluido de fractura por lo general debe tener las siguientes características.

- Baja pérdida de fluido a la formación
- Habilidad para transportar y suspender el material propante
- Perdidas por fricción
- Fácil remoción de la formación

- Compatibilidad con la formación y los fluidos
- Seguro y disponible
- Estabilidad a la temperatura de formación
- Amigablemente ambiental

1.3 OBJETIVOS PRINCIPALES DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

Las operaciones de fracturamiento hidráulico en cuanto sus objetivos operacionales pueden ser:

a) Aumento de la producción: Posterior a la realización de la operación en las zonas aledañas al pozo se crean “canales” con alta capacidad de flujo, es decir que se crearan zonas en las que los fluidos de interés se muevan con mayor facilidad hacia la cara del pozo.

b) Corrección del daño a la formación: El daño a la formación se define como la reducción o incremento de la permeabilidad en las cercanías al pozo, se puede interpretar de dos maneras: un daño positivo es decir que hay depósitos o incrustaciones que generan una barrera para el flujo que se dirige desde el yacimiento hacia el pozo o un daño negativo que significa que se tienen zonas que facilitan la movilidad de los fluidos. El daño afecta de manera determinante la productividad de un pozo.

Es por esto que la operación de fracturamiento hidráulico puede tener como objetivo la corrección del daño a la formación es decir reducir la magnitud de la afectación que sufre el pozo a partir de la creación de canales de flujo

c) Desarrollo de yacimientos con baja permeabilidad: Es evidente que una zona productora que presenta zonas de permeabilidades muy bajas tendrá

problemas evidentes en lo que concierne a la capacidad de producir barriles o pies cúbicos de fluido de interés de manera que para corregir este defecto de la formación misma se inyectan grandes cantidades tanto de fluido fracturante como de agente apuntalante de manera que se genere el efecto deseado en la mayor parte de la formación posible.

d) Inyección de fluidos a la formación: A partir de la generación de fracturas en el medio poroso se pueden generar zonas de flujo inversas, es decir, estas zonas no serán usadas para extraer fluidos pero si para inyectarlos de manera que los nuevos canales permitan una menor pérdida de presión y por ende transmisión de la misma de parte los fluidos inyectados a los fluido de interés para mejorar su movilidad y así incrementar la producción de una zona determinada.

e) Recuperación secundaria: Es evidente que debido a las ventajas en cuanto al aumento de la permeabilidad las operaciones de fracturamiento hidráulico han intervenido de manera determinante en la vida productiva del pozo, esta vez actuando como un método de recobro, es decir, con la simple intención de incrementar la producción y ayudar al pozo a fluir durante el mayor tiempo posible.

2. APLICACIÓN DE LA SECCIÓN AMBIENTAL PARA PROYECTOS EN ETAPAS DE EXPLORACIÓN, PERFORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.

En este capítulo se contemplan los procedimientos requeridos para el desarrollo de las operaciones de explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, de acuerdo a las leyes que aseguren la preservación del patrimonio natural.

Para un excelente manual de buenas prácticas, los términos de referencia ambientales deben ser emitidos dentro del principio de precaución, que se encuentra consagrado como un principio de protección al medio ambiente, que tiene por fin orientar la conducta de todo agente a prevenir o evitar daños graves e irreversibles al medio ambiente, y está contemplado en la ley 99 de 1993.⁵

Por otra parte, se encuentra los fundamentos teóricos de la gestión ambiental y la elaboración de estudios diferentes que dependen de la etapa de desarrollo de la actividad. Esto incluye la normatividad ambiental, la obtención de la licencia ambiental correspondiente expedida por la autoridad Nacional Licencias Ambientales ⁶ para su debida exploración, perforación o producción; seguido de los lineamientos básicos del EIA y PMA, donde se identifican la evaluación de impactos y medidas de manejo con relación a la actividades de yacimientos no convencionales.

⁵ Ministerio de medio ambiente (MMA) y desarrollo sostenible para el desarrollo de campos petroleros. Colombia 2010.

⁶ Agencia Nacional de Licencias Ambientales.

El debido proceso será descrito en este manual el cual se ajusta a lo establecido y podrá ser una guía, una vez se ha expedido la licencia ambiental se puede llevar a cabo los inicios de las etapas de estos proyectos.

2.1 NORMATIVIDAD AMBIENTAL

Define el conjunto de condiciones para alcanzar el desarrollo de un proyecto a través de metodologías de planificación ambiental, los cuales especifican la política ambiental, los objetivos y responsabilidades de las instituciones y demás entes organizativos, la medición de los resultados y el control de los efectos ambientales con la finalidad de fortalecer la competitividad de la empresa.

Como es de saber el área del sector ambiental en la industria de los hidrocarburos es muy notable junto con la estandarización de sus normas y políticas, surge la necesidad de implementar la norma ISO 14001 en sus operaciones.

2.1.1 Normas ISO Las normas ISO son normas o estándares planteados por la International Organization for Standardization (ISO), organismo internacional no gubernamental, y que no está afiliada a las Naciones Unidas ni a ninguna organización europea.

Las Normas ISO-14000 son una familia de normas que persiguen establecer herramientas y sistemas para la administración de numerosas obligaciones ambientales de una organización sin prescribir que metas debe alcanzar⁷.

2.1.2 Normas constitucionales. Debido al crecimiento exponencial de los diversos problemas ambientales como lo son el calentamiento global, el efecto invernadero entre otros donde la industria de los hidrocarburos es el agente

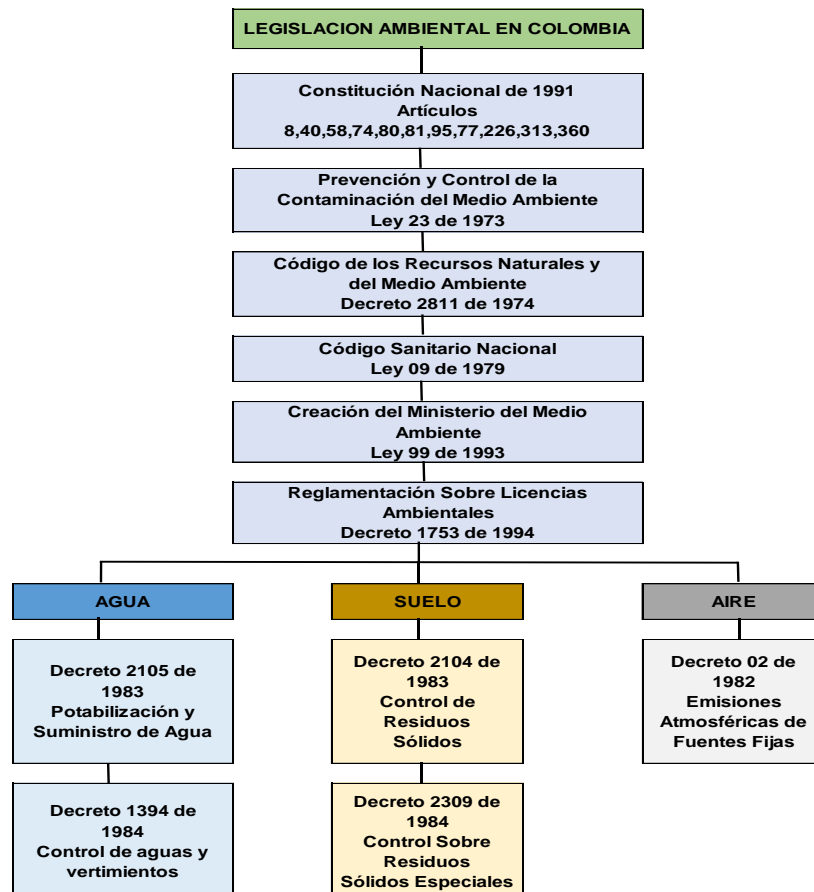
⁷ PARDAVE L., Walter. Seminario ISO 14000, Fundación Sicuará, Bucaramanga, 2004.

principal de estos, se han tomado medidas de cambiar las normas que rigen el cuidado del medio ambiente a nivel mundial.

En Colombia al igual que otros países se han realizado unas modificaciones en su marco constitucional en la legislación ambiental para la defensa y conservación del medio ambiente para una calidad de vida adecuada.

En la figura 4 se observa una idea global sobre LEGISLACIÓN AMBIENTAL EN COLOMBIA.

Figura 4. Legislación ambiental Colombia.



Fuente: Tomado y modificado de Tesis, Términos de referencia básicos en la protección y conservación del medio ambiente en las actividades de producción de petróleo en Colombia, UIS, 1995.

2.1.3 Normatividad ambiental para yacimientos no convencionales.

2.1.3.1 Decretos

2.1.3.1.1 Decreto 3004 de 2013 Del Ministerio de Minas y Energía. Por el cual se establecen los criterios y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.

2.1.3.1.2 Decreto 2041 de 2014 Por el cual se reglamenta el Título VIII de la Ley 99 de 1993 sobre licencias ambientales.

El Gobierno Nacional, reglamentará el Título VIII de la Ley 99 de 1993, sobre licencias ambientales con el objetivo de fortalecer el proceso de licenciamiento ambiental, la gestión de las autoridades ambientales y promover la responsabilidad ambiental en aras de la protección del medio ambiente.

2.1.3.2 Resoluciones

2.1.3.2.1 Resolución 90341 de 2014 Del Ministerio de Minas y Energía. Por el cual se establecen requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.

2.1.3.2.2 Resolución 180742 de 2012 Del Ministerio de Minas y Energía. Por el cual se establecen los procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.

2.1.3.2.3 Resolución 1635 de 2001 Por la cual se fija un plazo para la denuncia e inscripción de pozos profundos perforados en jurisdicción de la CAR y la legalización de captaciones de aguas superficiales y subterráneas.

2.1.3.2.4 Resolución 5260 del 25 de mayo 1983 Por la cual se reglamenta la importación, venta, distribución y uso de acetona, ácido clorhídrico, cloroformo, ácido sulfúrico y éter de petróleo.

2.1.3.2.5 Resolución 0421 20 de marzo de 2014 Por la cual se adoptan los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos y se toman otras determinaciones.

2.1.3.2.6 Resolución 181495 de 2009 del Ministerio de Minas y Energía. Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos.

2.1.3.3 Acuerdos

2.1.3.3.1 Acuerdo 3004 del 26 de diciembre de 2014 Por el cual se establecen los criterios y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales

2.1.3.3.2 Acuerdo 03 de 2014 de la Agencia Nacional de Hidrocarburos. Por el cual se adiciona el Acuerdo 4 de 2012, con el objeto de incorporar al Reglamento de Contratación para Exploración y Explotación de Hidrocarburos parámetros y normas aplicables al desarrollo de Yacimientos No Convencionales, y se dictan disposiciones complementarias.

2.1.3.4 Otros documentos

2.1.3.4.1 Documento Conpes 3517 de 2008. Lineamientos de política para la asignación de los derechos de exploración y explotación de gas metano en depósitos de carbón.

2.1.3.4.2 Función de Advertencia De la Contraloría General de la República. Principio de Precaución y Desarrollo Sostenible. Posibles riesgos. Hidrocarburos no convencionales.

2.2 LICENCIA AMBIENTAL PARA PROYECTOS EN ETAPA DE EXPLORACIÓN, PERFORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.

Los posibles riesgos de contaminación de aguas superficiales y subterráneas, fuente de vida para las siguientes generaciones, y algunas otras afectaciones al medio ambiente, han llevado a la prohibición o restricción de las actividades de explotación de hidrocarburos en YNC. Y para esto, se ha incluido dentro de la normatividad, regulaciones para los adecuados usos de los recursos naturales y para el licenciamiento y los permisos respectivos.

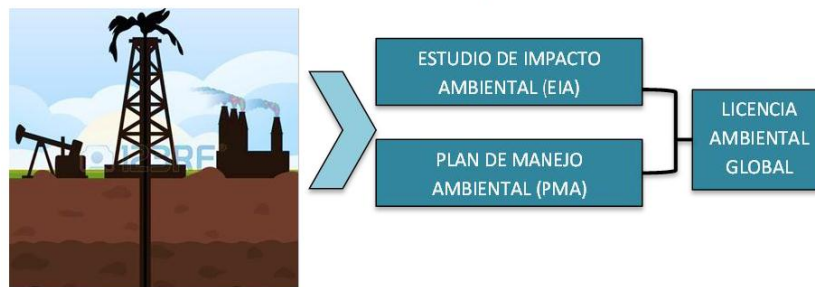
La licencia ambiental debe obtenerse previamente al inicio de un proyecto. Esta es una obligación cuando el usuario pretenda ejecutar proyectos contemplados en el Decreto 2041 de 2014 y exige al beneficiario a la elaboración de todo un plan de manejo ambiental; ya que fija los parámetros relacionados con aquella actividad para la que se emite.

En el caso de la industria de hidrocarburos se hace necesario adquirir una alta responsabilidad en el cuidado o recuperación de los recursos naturales que sean necesarios por el tiempo de vida útil del proyecto, ante lo que se hace evidente la obtención de licencia ambiental global con tales propósitos.

La autoridad ambiental competente otorgará la licencia ambiental global que abarca toda el área de explotación que se solicite, en este caso será necesario presentar como primer requisito, un PMA, que una vez presentado el interesado

podrá iniciar la ejecución de las obras, en el caso de las empresas que utilizan la tecnología de estimulación hidráulica para iniciar la actividad es necesario de la obtención de la licencia, que solo se otorgará con el cumplimiento de altos estándares ambientales, y como segundo requisito, un estudio de impacto ambiental correspondiente para su evaluación.

Figura 5. Esquema obtención de la Licencia Global



Fuente: Manual de buenas prácticas ambientales y sociales de la industria petrolera área Upstream. P.47.

Es pertinente aclarar que dentro de las funciones de la autoridad nacional de Licencias Ambientales (ANLA), establecidas en el Decreto 3573 del 27 de septiembre de 2011, está la de “Proponer los instrumentos para la evaluación y seguimiento de proyectos, obras o actividades sujetos a licencia ambiental, que serán adoptados por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible”⁸

2.3 PLAN DE MANEJO AMBIENTAL

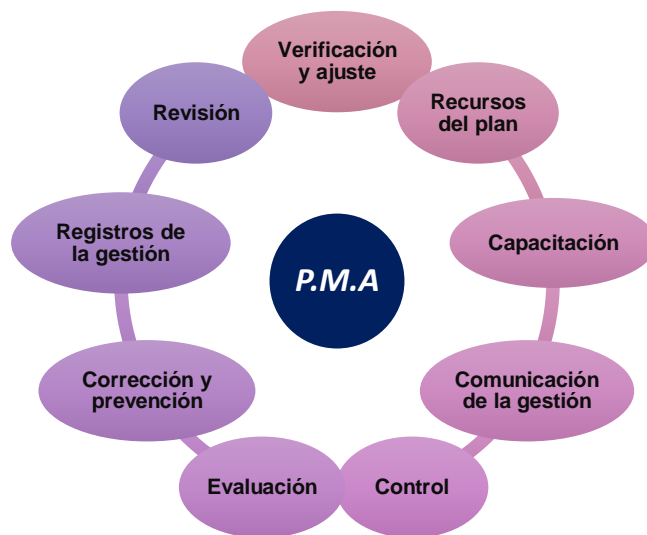
El Plan de Manejo Ambiental (PMA) es, la parte más importante del Estudio de Impacto Ambiental y además, es el instrumento operativo para la planeación del Sistema de Gestión Ambiental (SGA). En él se proponen las medidas de prevención, mitigación, corrección y compensación de los impactos negativos

⁸ Principio de Precaución y Desarrollo Sostenible, posibles riesgos Hidrocarburos No Convencionales. Noviembre 2014.

generados por una actividad de Manejo Ambiental y permita determinar las causas que influyen en su desarrollo.⁹

2.3.1 Sistema de gestión ambiental¹⁰ En el sistema de gestión ambiental se consideran los elementos mostrados en el siguiente diagrama los cuales se detallan a continuación:

Figura 6. Modelo de gestión ambiental



Fuente: MINISTERIO DE MEDIO AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE. Guía ambiental de hidrocarburos. Colombia 2010.

- El ajuste se realiza incorporando las exigencias adicionales de la autoridad ambiental y las condiciones operativas al iniciar actividades.
- Este Plan requiere recursos económicos, técnicos y de personal.
- El Plan debe ser divulgado, y los participantes deben capacitarse en el mismo.

⁹ Ministerio de Minas y Energía (MME) y Ministerio de medio ambiente (MMA).

¹⁰ Guía De Manejo Ambiental Para Proyectos De Perforación De Pozos De Petróleo y Gas. Versión Numero 1

- Los resultados de la gestión deben ser monitoreados y comunicados a todas las partes interesadas.
- Se requiere de mecanismos de control para garantizar que el proyecto se desarrolle adecuadamente.
- Debe establecerse un sistema de medición que permita evaluar los resultados de la gestión.
- La gestión debe tener mecanismos ágiles para tomar acciones correctivas o preventivas concordantes con los resultados de la evaluación.
- Se requiere disponer de un sistema de registro que permita administrar la información generada por el proceso.
- El proceso debe permitir su revisión periódica, necesaria para lograr el mejoramiento continuo.

2.3.2. Estructura del plan de manejo ambiental Esta estructura tiene como fin un rol orientador para la elaboración de un PMA, teniendo en cuenta los lineamientos técnicos, sin embargo, dada la amplia variedad de proyectos y sus características específicas, serán los interesados quienes definirán su enfoque.

Para esto, se recomienda sistematizar la documentación técnica, económica y de cualquier otra índole, crear una base de datos propia que permita desarrollar el PMA de una manera sólida.

A continuación se presenta el procedimiento general para el desarrollo de un PMA, teniendo como área de interés la explotación de hidrocarburos en yacimientos No Convencionales:¹¹

- **Datos generales de la organización.** Debe contener el nombre de la empresa, nombre completo, puesto y firma de la persona responsable del PMA, la localización, personal, licencias, permisos con los que cuenta la organización entre otras.
- **Resumen Ejecutivo.** Permite que el lector tenga una visión general del documento. Actividades a ejecutar, resultados esperados.
- **Marco Legal.** Este capítulo debe contener la base legal que sustenta el PMA y se debe analizar la legislación ambiental vigente y su aplicación sobre la ejecución del proyecto.
- **Introducción.** Se debe describir las actividades productivas, proyecciones empresariales y las metodologías aplicadas para realizar el PMA.
- **Objetivos del PMA.** Deben ser claros, alcanzables y evaluables (técnica, económica y temporalmente). Esto se relaciona con la problemática ambiental en el área de influencia de la actividad productiva.
- **Política Ambiental.** Esta puede ser de varios tipos, puede ir orientada al cumplimiento de la legislación ambiental, protección ambiental y el uso sostenible de los recursos naturales o al mejoramiento continuo.

¹¹ Plan Maestro de Gestión Ambiental del Distrito Capital 2008 – 2038. Secretaría Distrital de Ambiente, Septiembre de 2008.

- **Objetivos y metas ambientales.** Estas deben expresar demandas claras, directas y enfocarse hacia prioridades asociadas a la reducción de riesgos.
- **Descripción del área de influencia.** Se delimitará con respecto a la ubicación y amplitud de los componentes ambientales con los que el proyecto tendrá alguna interacción (agua, aire suelo, flora y fauna).
- **Identificación y evaluación de impactos y riesgos ambientales.** Se identifican y se evalúan las actividades que generan impactos, y una vez realizado esto se clasifican por etapas del proyecto identificando los elementos afectados, la población afectada y su duración.
- **Sistema de indicadores.** Se establece un sistema que permita evaluar por etapa el estado del medio ambiente y detectar anticipadamente las condiciones y tendencias de cambio.
- **Programas.** Incluye la elaboración de varios programas como lo son: mitigación, medidas compensatorias, contingencias y riesgos, capacitación, seguimiento evaluación y control.
- **Administración del Plan de Manejo Ambiental.** La organización puede utilizar cualquier sistema de administración ambiental que le permita sistematizar, registrar, documentar, conducir, evaluar y comunicar las actividades que realiza en favor del medio ambiente.

2.3.3 Requerimientos adicionales para la elaboración del Plan de Manejo Ambiental para la actividad de Estimulación Hidráulica¹² Estos se fundamentan en las características propias de la actividad, desarrollada en

¹² Términos de Referencia - EIA – proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos.2014.

yacimientos no convencionales, que requieren un tratamiento y análisis especial con las respectivas medidas de manejo y mitigación de potenciales impactos y riesgos ambientales y sociales.

En el PMA se debe incluir:

A. Un análisis de riesgo general de contaminación de agua subterránea con sus respectivas medidas de manejo.

B. Con relación al fluido de estimulación hidráulica se deberá presentar:

- Método para transportar el fluido de estimulación hidráulica al sitio de exploración y especificaciones técnicas del medio de transporte para la prevención de derrames de acuerdo con el Decreto 1609 de 2002 del Ministerio de Transporte, para el transporte de sustancias peligrosas.
- Capacidad aproximada de almacenamiento requerido y especificaciones técnicas del almacenamiento para la prevención y contención de derrames.
- Lista planeada y volumen aproximado de los químicos que serán mantenidos en el sitio para la conformación del fluido de estimulación hidráulica.

C. Con relación al agua producida (incluyendo el fluido de retorno) se deberá presentar la siguiente información:

- La descripción del proceso a ser utilizado para el tratamiento.

- Descripción de cómo el fluido de retorno será manejado, incluyendo la forma en que va ser almacenado, tratado, transportado y la descripción de cualquier infraestructura asociada.
- Método para transportar el fluido de retorno y agua producida.

Además, en el PMA específico se debe incluir para el Área de Revisión para cada uno de los pozos o arreglo de pozos la siguiente información:

1. Sobre la estimulación hidráulica.

- Composición planeada del fluido de estimulación hidráulica incluyendo los aditivos químicos y propantes a utilizar.
- Número de etapas planeadas de estimulación hidráulica.
- Fechas aproximadas para la estimulación hidráulica.
- Fechas aproximadas para el flujo de fluido de retorno.

2. Caracterización de la geología del subsuelo.

3. Identificación de pozos activos y/o abandonados, utilizando información existente y validación en campo.

4. Identificación de pozos de agua subterránea y profundidades de los mismos.

5. Análisis detallado de riesgo de contaminación de acuíferos para cada pozo o arreglo de pozos.

2.4 ESTUDIO DEL IMPACTO AMBIENTAL

Para llevar a cabo cualquier proyecto de la industria de los hidrocarburos es necesario contar con una herramienta fundamental que permita su óptimo desarrollo. Las obras o actividades que requieren licencia ambiental, se exige en todos los casos un estudio de impacto ambiental definido por el Ministerio de Ambiente de acuerdo con la ley y el reglamento.

Los Planes de Manejo Ambiental (PMA) son la parte constitutiva más importante del Estudio de Impacto Ambiental (EIA), por cuanto en este se proponen las medidas de prevención, mitigación, corrección y compensación de los impactos que han sido previamente identificados.

Impacto ambiental

Se considera impacto ambiental a cualquier alteración de propiedades físicas, químicas, y biológicas del medio ambiente, incluyéndose en éste, al medio ambiente urbano, causado por cualquier forma de materia o energía como resultado de las actividades humanas que directa o indirectamente afecten¹³:

- La salud, la seguridad y la calidad de vida de la población.
- Las actividades sociales y económicas.
- La fauna y flora.
- Las condiciones estéticas, culturales o sanitarias del medio ambiente.
- La configuración, calidad y diversidad de los Recursos Naturales.

Estudio de impacto ambiental. El Estudio de Impacto Ambiental (EIA) es en síntesis un recopilado de los estudios sobre los elementos físicos naturales,

¹³ PARDAVE L., Walter. Seminario ISO 14000, Fundación Sicuará, Bucaramanga, 2004.

biológicos, socioeconómicos y culturales dentro del área de influencia del proyecto.

El principal objetivo de estos consiste en caracterizar las condiciones que se presentan y sus capacidades de respuesta a perturbaciones. Por medio del estudio también se pretende la prevención de los impactos (efectos y consecuencias) de los proyectos y determinar las medidas de control necesarias para asegurar la compatibilidad entre las actividades petroleras y el Medio Ambiente¹⁴

Licencia ambiental. Dentro del decreto 1220 de 2005 (MAVDT), por el cual se reglamenta el Título VIII de la Ley 99 de 1993 sobre licencias ambientales, se define a la licencia ambiental como:

“Es la autorización que otorga la autoridad ambiental competente para la ejecución de un proyecto, obra o actividad, que de acuerdo con la ley y los reglamentos pueda producir deterioro grave a los recursos naturales renovables o al Medio Ambiente o introducir modificaciones considerables o notorias al paisaje; la cual sujeta al beneficiario de esta, al cumplimiento de los requisitos, términos, condiciones y obligaciones que la misma establezca en relación con la prevención, mitigación, corrección, compensación y manejo de los efectos ambientales del proyecto, obra o actividad autorizada¹⁵”

¹⁴ MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA DE LA REPÚBLICA, guía para elaborar estudios de impacto ambiental, sin fecha.

¹⁵ MINISTERIO DE AMBIENTE, VIVIENDA Y DESARROLLO TERRITORIAL. Decreto 1220 de 2005.

2.5 METODOLOGÍA DE UN ESTUDIO DE IMPACTO AMBIENTAL (EIA).

2.5.1. Etapas de un proyecto petrolero Se identifica cada una de las etapas del proyecto es decir describir cada una detalladamente, determinado los impactos ambientales.

2.5.1.1 Exploración En esta etapa se realizan las actividades de: Apertura de trochas, deforestación y descapote de múltiples bosques y selvas con el fin de localizar las capas de roca sedimentaria que son probables a encontrar bajo el suelo, en el desarrollo de esta actividad se lleva a cabo varios métodos como lo son:

Método geológico: Se base en geología estructural, disposición de capas, fallas geológicas, anomalías térmicas, entre otros.

Método geofísico: Tiene en cuenta la toma de muestras en la superficie, la magnetometría, gravimetría y sísmica. La erosión y la afectación de las corrientes de agua son frecuentes en esta etapa.

En la fase de perforación de pozos exploratorios, se descapotan aproximadamente de 2 a 5 hectáreas en cada uno de los sitios de un pozo, y se alteran entre 10 a 15 hectáreas como consecuencia de la tala de árboles que se utilizan en las plataformas de operación¹⁶.

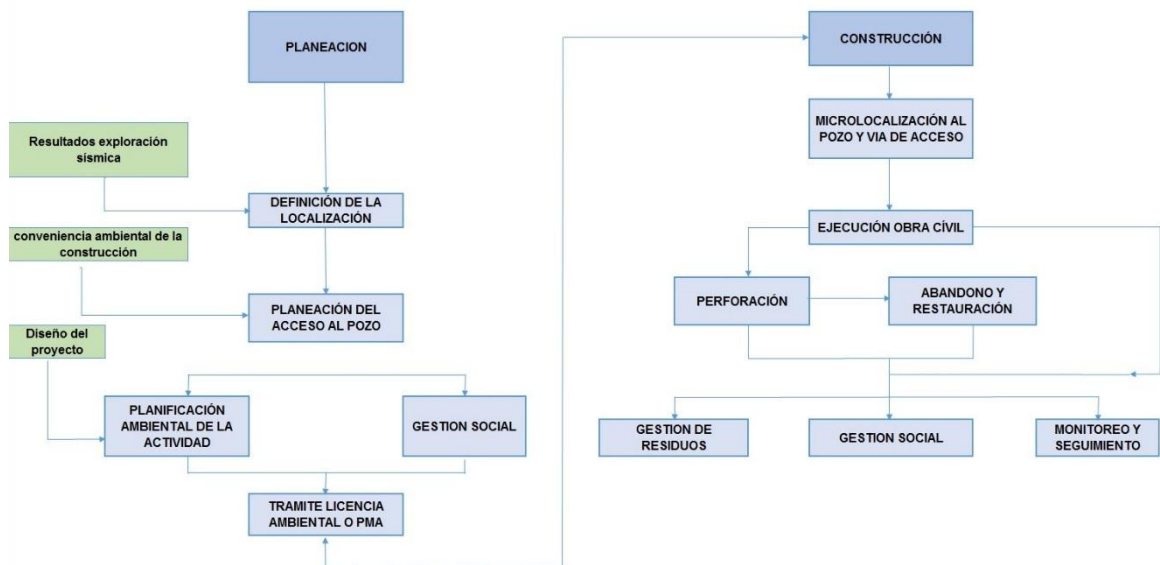
2.5.1.2 Perforación. Para los yacimientos no convencionales esta etapa es de gran influencia ya que se profundiza sobre los fluidos o técnicas de fractura no convencionales como alternativa para disminuir los problemas ambientales que presenta los actuales y muy criticados fluidos de fractura o fluidos convencionales.

¹⁶ MELÉNDEZ, Marcela y URIBE Eduardo. Estudio sobre la inserción de la gestión ambiental en las políticas sectoriales caso Colombia, Tesis, UDEM. Medellín, 2003. p, 20, 21, 24.

Los impactos ambientales que generalmente se presentan en esta etapa se relacionan con el manejo de lodos de perforación y la “estimulación” de los pozos mediante acidificación o fracturamiento hidráulico.

Algunos problemas que se generan son debidos a los lodos que se utilizan para hacer las perforaciones. Estos se almacenan en piscinas, no siempre recubiertas para evitar la contaminación del suelo y las aguas subterráneas.

Figura 7. Etapas generales de un proyecto de perforación de pozos



Fuente: Tomada y modifica de formulación del estudio de impacto ambiental para el área de perforación exploratoria.

2.5.1.3 Producción. En esta etapa, el pozo ya perforado se considera listo para la producción de hidrocarburos aceite o gas, se realiza una serie de perforaciones en la tubería de revestimiento horizontal para yacimientos no convencionales y vertical para yacimientos convencionales a la altura de las formaciones donde se halla el yacimiento.

Los impactos ambientales que generalmente se presentan en esta etapa se relacionan con el manejo de residuos sólidos, y la contaminación de aguas.

La contaminación de aguas superficiales y subterráneas es de mayor riesgo ya que la existencia de fracturas conductoras hacia los acuíferos o aguas subterráneas tienen un alto grado de probabilidad o exposición por lo que las aguas de producción pueden tener concentraciones muy altas de Cloro, Sodio, Azufre, metales pesados, fenoles, etc.

A continuación se presenta una tabla de residuos sólidos de un campo colombiano

Tabla 3. Residuos sólidos de un campo colombiano

Tabla residuos sólidos de un campo colombiano	
Componente residuo sólido	%
Bolsas de papel de productos químicos	56
Filtros de aceite	19
Tela impregnada de crudo	6
Asbesto cemento	6
Espumas	5,6
Residuos de crudo	3,3
Residuos de centro médico	1,2
Otros	3

Fuente: Tomada de formulación del estudio de impacto ambiental para el área de perforación exploratoria.

2.5.2 Descripción del proyecto. A modo principal es recomendable para el EIA especificar de manera precisa la actividad que se va realizar en el proyecto paso a paso sin omitir ningún detalle.

2.5.2.1 Ejemplo El proyecto consiste en realizar un reconocimiento del subsuelo por medio de la interpretación de pruebas sísmicas para la cual se utilizara la

detonación de “n” cargas explosivas (n = número de cargas) distribuidas en un área de “m” hectáreas (m = dimensión del área) con el fin de determinar la existencia de hidrocarburos en la zona de “x” (x = vereda/municipio/ciudad/departamento). Las cargas se ubicaran a una distancia mínima de “y” metros (y = distancia entre cargas) y serán enterradas en huecos de “a” metros cuadrados de área (a = área superficial del hueco) y “b” metros de profundidad (b = profundidad del hueco)¹⁷.

2.5.2.2 Localización En la localización del proyecto no solo es importante resaltar el lugar geográfico también es de vital importancia destacar otros datos relevantes como lo son el bloque, coordenadas, la dimensión areal, la topografía del terreno (plana no plana u ondulada) altura sobre el nivel del mar y otros es que entre más información se describa del proyecto más sólido será el EIA.

2.5.2.3 Componentes del proyecto. Las cuatro etapas principales de un proyecto están organizadas de la siguiente manera, las componentes de este son: la construcción de las vías de acceso, la construcción del campamento, el desarrollo de la sísmica como tal y el desmantelamiento y restablecimiento del área afectada

2.5.2.4 Cronograma En el cronograma se debe clasificar y ordenar las diferentes actividades a desarrollar en cada etapa de acuerdo a la duración en tiempo real de cada actividad partiendo desde la aprobación de las licencias ambientales y concesiones.

2.5.2.5 Análisis de alternativas. En el desarrollo de los análisis de alternativas se debe esclarecer cuál fue el análisis hecho, de este modo podemos seleccionar la mejor alternativa y describir de forma general cuales eran las otras alternativas y el por qué fueron descartadas.

¹⁷ Manejo ambiental para campos petroleros en los procesos de exploración, perforación y producción de hidrocarburos, Bucaramanga, 2005.

2.5.3. Línea base (condiciones ambientales). La línea base o condiciones ambientales muestra el diagnóstico que tal se encuentra el área del proyecto inicialmente es decir antes de ejecutar el proyecto y se evalúan los aspectos biofísicos y los aspectos socioeconómicos que fueron determinados mediante información primaria y secundaria.

2.5.3.1 Aspectos biofísicos.

Geología. Representa el área de estudio del proyecto ubicación geográfica del país, departamento, municipio, región etc. Además información geológica detallada mapas geológicos, que deben contener información litológica, estructural, tipo de cuenca, cordillera modelo estructural y sedimentario.

Suelos. Se analiza la calidad de los suelos del área y tipo, como si es plano, ondulado, ligeramente ondulado o inclinado además clasificación agrológica de los suelos uso actual y potencial.

Climatología. Relaciona la precipitación, el régimen pluviométrico de la zona, la precipitación anual promedio, temperatura promedio anual la humedad relativa media y otros como altura sobre el nivel del mar.

Hidrología. Información sistemática de los diferentes cuerpos de agua que surcan el área del proyecto y que forman parte de la cuenca donde el sistema hidrográfico corresponda.

Usos del agua. La demanda del recurso hídrico para los pobladores del área de influencia del pozo, utiliza las aguas subterráneas para las diferentes actividades agrícolas pecuarias u otra.

Hidrogeología. Corresponde cuencas hidrográficas y el tipo de depósito (aluvial o coluvial) en donde se encuentra el proyecto junto con sus características sedimentarias.

Calidad del agua. Es indispensable que los análisis demuestran resultados que la calidad del cuerpo de agua lo hace potencialmente apto para consumo humano, agrícola, y pecuario.

Si no hay fuentes de agua subterránea presentes en el Área de Revisión se deberán tomar por lo menos cuatro (4) muestras en las fuentes de agua subterráneas más cercanas al pozo o arreglo de pozos.

Presentar los métodos, técnicas, periodicidad de los muestreos, realizando el análisis de la calidad del agua a partir de la correlación de los datos fisicoquímicos e hidrobiológicos.

Los parámetros mínimos exigidos están determinados en la Tabla x, son los necesarios para revisar la calidad del agua en EIA.

Tabla 4. Relación de los parámetros fisicoquímicos a monitorear para caracterizar los cuerpos de agua que puedan ser intervenidos con el desarrollo del proyecto

PARÁMETRO	ACTIVIDAD	CAPTACIÓN	VERTIMIENTOS DIRECTOS A CUERPOS DE AGUA		OCUPACIÓN DE CAUCES PARA CORRIENTES DE RÉGIMEN PERMANENTE
			AGUA RESIDUAL DOMÉSTICA	AGUA RESIDUAL INDUSTRIAL	
Información atmosférica in situ	Temperatura del aire		X	X	
	humedad relativa		X	X	
	Velocidad y dirección del viento		X	X	
	Nubosidad(% cobertura de nubes)		X	X	
	Sombra (% sobre tramo aferente a la sección)		X	X	
Caracterización física	Temperatura	X	X	X	X
	solidos suspendidos totales	X	X	X	X
	conductividad eléctrica	X	X	X	X
	pH	X	X	X	X
	Turbiedad	X	X	X	X
	Características organolépticas: color	X	X	X	X
Caracterización	Oxígeno disuelto (OD)		X	X	

PARÁMETRO	ACTIVIDAD	CAPTACIÓN	VERTIMIENTOS DIRECTOS A CUERPOS DE AGUA		OCUPACIÓN DE CAUCES PARA CORRIENTES DE RÉGIMEN PERMANENTE
			AGUA RESIDUAL DOMÉSTICA	AGUA RESIDUAL INDUSTRIAL	
química de la columna de agua	Demanda química de oxígeno DQO		X	X	
	Demanda biológica de oxígeno a 5 días DBO5		X	X	
	Cloruros		X	X	
	Fósforo total		X	X	
	Potasio		X	X	
	Grasas y aceites		X	X	X
	Alcalinidad total y acidez total		X	X	
	Fenoles totales		X	X	
	Metales y metaloides		X	X	
	Sodio		X	X	
	Silice		X	X	
Caracterización del lecho del cauce	carbono orgánico total (mg/L C) de la capa de fondo		X	X	
	Demanda béntica (g/m2-d)		X	X	
	Sulfuros ácidos volátiles		X	X	

PARÁMETRO	ACTIVIDAD	CAPTACIÓN	VERTIMIENTOS DIRECTOS A CUERPOS DE AGUA		OCUPACIÓN DE CAUCES PARA CORRIENTES DE RÉGIMEN PERMANENTE
			AGUA RESIDUAL DOMÉSTICA	AGUA RESIDUAL INDUSTRIAL	
	capacidad de intercambio catiónico		X	X	
	Carbono orgánico disuelto en el agua de poros		X	X	
	Hierro en el agua de poros		X	X	
	Magnesio en el agua de poros		X	X	
	Sulfuro en el agua de poros		X	X	
	Amoníaco en el agua de poros		X	X	
	Grasas y aceites de la capa de fondo		X	X	
	Fenoles de la capa de fondo		X	X	
	Hidrocarburos totales de la capa de sedimentos de fondo		X	X	

Fuente: Tomada y modificada de guía de elaboración de un EIA, ANLA, MADS.

Estimar los “Índices de Calidad (ICA) e Índice de Alteración del Potencial de la Calidad del Agua (IACAL)” para las corrientes susceptibles de intervención (vertimiento) estos índices los podemos encontrar en IDEAM dela año 2010. Estudio Nacional del Agua. Bogotá, D.C.

Todo lo anterior son los parámetros básicos para yacimiento convencionales para los no convencionales existen parámetros adicionales que son los parámetros de la línea base lo otros se presentan a continuación.

Tabla 5. Parámetros adicionales de calidad de agua para la exploración de yacimientos no convencionales.

PARÁMETRO	ACTIVIDAD Y SUSTANCIAS PARA ANALISIS	FUENTES DE AGUA INCLUYENDO ACUÍFEROS DEL ÁREA DE REVISIÓN	VERTIMIENTOS EN SUELOS: AGUA RESIDUAL DOMÉSTICA	VARTIMIENTOS EN SUELOS:AGUA RESIDUAL INDUSTRIAL
CARACTERIZACIÓN QUIMICA	Benceno, Tolueno, Etilbenceno y Xileno (BETEX)	X		X
	Metano	X		X
	Arsénico	X		X
	NORM(RA 226 yTh 232)	X		X
	Mercurio	X		X
	Bario	X		X
	Manganeso	X		X
	Molibdeno	X		X
	Hierro	X		X
	Estroncio	X		X
	Zinc	X		X
CARACTERIZACIÓN BACTERIOLÓGICA	Bacterias reductoras de sulfato	X	X	X

FUENTE: Tomado y modificado Términos de Referencia - EIA – proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos. MADS, ANLA.

Los parámetros de vertimientos enunciados en la Tabla A solo deberán tomarse en cuenta para la línea base. Una vez el MADS reglamente el artículo 27 del Decreto 3930 de 2010 los parámetros a evaluar serán aquellos que el MADS disponga.

Calidad del aire

Los monitoreos se verán en la obligación de cumplir la Resolución 610 de 2010 y la Resolución 760 de 2010 (Protocolo para el Monitoreo y Seguimiento de la Calidad del Aire) o la que la suplante, agregue o modifique.

Se deben agregar como mínimo los siguientes 8 ítems:

- 1) Monóxido de carbono (CO)
- 2) Óxidos de nitrógeno (NOX)
- 3) Óxidos de sulfuro (SOX)
- 4) Compuestos orgánicos volátiles (COVs)
- 5) Material particulado (PM 10 y 2.5)
- 6) Metano
- 7) Sulfuro de hidrógeno
- 8) Benceno, Tolueno, Etilbenceno y Xileno (BTEX).

2.5.3.2 Aspectos bióticos En los aspectos bióticos se representan los ecosistemas presentes en el área de influencia de los componentes del medio, así determinando su funcionalidad, estructura y sensibilidad, como un soporte del estado inicial previo a la realización del proyecto.

2.5.3.2.1 Ecosistemas terrestres.

Fauna.

Corresponde a los cuatro grupos de vertebrados terrestres (mamíferos, aves, reptiles y anfibios) o al conjunto de todos los animales de una zona, o de acuerdo a su condición climatológica. Para determinar el EIA se incluyen dentro del

registro, ya que son los más representativos y sobre los cuales los impactos ambientales pueden verse reflejado. Es importante para el EIA lo siguiente:

- 1) Identificar tomando inventario de todas aquellas especies que sean vulnerables por pérdida de hábitat, de distribución restringida, raras, especies sombrilla, migratorias, vulnerables (VU), en peligro de extinción (EN) o en peligro crítico (CR) entre otras ecológicamente significativas que sea pertinente considerar.
- 2) Describir los principales usos dados por las comunidades a las especies de mayor importancia.
- 3) Con información disponible sobre estas especies, señalar las áreas de importancia para cría, reproducción, alimentación, anidación y zonas de paso de las especies migratorias.
- 4) Con información disponible describir las relaciones ecológicas entre las especies.
- 5) Se deberán identificar a través de un mapa las posibles rutas de desplazamiento de los principales grupos de fauna reportados en el EIA.

Flora.

Corresponde a la clasificación dinámica ecológica de todo el conjunto de plantas de una zona o de un período geológico determinado.

Con el fin de garantizar y velar por la vida de estas especies se establecieron como mínimo los siguientes componentes principales:

- 1) Describir los principales usos dados por las comunidades a las especies de mayor importancia.
- 2) Determinar el índice de biodiversidad de las unidades de cobertura vegetal delimitadas.
- 3) Densidad y distribución por clase de las especies encontradas
- 4) Área en hectáreas de las unidades de cobertura vegetal y uso actual del suelo identificadas y su porcentaje de participación con respecto al área total del proyecto.
- 5) Diagnóstico y análisis de la regeneración natural
- 6) Perfiles de vegetación por unidad de cobertura vegetal, con su respectivo análisis.

2.5.3.2.2 Ecosistemas acuáticos. Las áreas de muestreo deberán pertenecer con los sitios donde se realizó la caracterización fisicoquímica del agua, y deberán referenciarse geológicamente y justificar su representatividad en cuanto a cobertura espacial (en relación con los sitios a intervenir por el proyecto, y las actividades asociadas) y temporal.

Igualmente tener en cuenta los mismo 5 y 6 pasos que se plantearon en los ecosistemas terrestres de la fauna y flora para el desarrollo y cumplimiento del EIA

2.5.3.2.3 Ecosistemas indispensables, sensibles y/o áreas resguardadas. En el EIA se debe especificar si el área de influencia está clasificada o cumple con los siguientes aspectos:

- 1) Áreas resguardadas (de carácter público o privado) legalmente declaradas.
- 2) Áreas de reglamentación especial (humedales, páramos, humedales designados dentro de la lista de importancia internacional de la convención RAMSAR y áreas de reserva de Ley 2ª de 1959, entre otros).
- 3) Ecosistemas estratégicos y ambientalmente sensibles establecidos a nivel local, regional, nacional, y/o internacional.
- 4) Áreas de interés científico o con prioridades de conservación contempladas por parte de Parques Nacionales Naturales de Colombia.

2.5.4 Medio socioeconómico. Representa la evaluación del área del proyecto para identificar los impactos que este representa y pueda ocasionar en cada una de los espacios del medio socioeconómico.

La investigación le corresponderá presentar obligatoriamente las principales características socioeconómicas y culturales de la población del área de influencia la unidad y su relación con el proyecto. Por esto la información se debe presentar conforme a lo establecido por las entidades responsables de su generación, procesamiento y análisis.

2.5.4.1 Participación y socialización con las comunidades. Ya que hoy en día los conflictos comunidad empresa aumentan progresivamente es de gran vitalidad la constante comunicación entre las comunidades y la relación comunidad-empresas para una participación de estas, como un factor muy determinante en el desarrollo de un proyecto para evitar afligir el bienestar de las personas y la evolución del proyecto.

En concordancia con lo anterior como mínimo se deberá desarrollar la socialización en diferentes momentos de las siguientes tres formas (3)¹⁸:

- 1) Socializar antes de iniciar las actividades, recopilar información primaria con las comunidades como parte del área de influencia del medio, la información relacionada con las características técnicas, alcance y actividades del proyecto, alcance del estudio a desarrollar.
- 2) Generar espacios de participación en los cuales se socialice el proyecto y sus implicaciones presentando información referente a los alcances, componentes, etapas, actividades, áreas de influencia, caracterización ambiental, zonificación ambiental y de manejo, compensaciones por pérdida de biodiversidad, permisos solicitados para el uso y aprovechamiento de los recursos naturales.

Dentro de estos espacios se deben socializar los impactos y medidas de manejo ambiental identificados para las diferentes etapas por el solicitante y se permita la identificación por parte de los participantes.

- 3) Una vez elaborado el EIA y PMA se deberán socializar los resultados de los mismos.

2.5.4.2 Componente demográfico¹⁹. Para las unidades territoriales mayores, analizar los siguientes aspectos en relación con las condiciones y demandas del proyecto:

- 1) Dinámica de poblamiento: señalar los eventos históricos más importantes que han tenido efecto sobre las dinámicas de poblamiento regional, identificando el tipo de población asentada y las actividades económicas sobresalientes. Se

¹⁸ TÉRMINOS DE REFERENCIA - EIA – proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos. MADS, ANLA.

¹⁹ TÉRMINOS DE REFERENCIA - EIA – proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos

deberá presentar además la distribución entre las áreas rural y urbana y su densidad.

- 2) Tendencias demográficas: describir los principales indicadores de demografía y efectuar un análisis longitudinal teniendo como punto de partida al menos los últimos dos (2) censos nacionales. Incluir información y describir, si aplica, el desplazamiento de población asociado a algún tipo de conflicto.

2.5.4.3 Componente demográfico componente espacial²⁰. Para las unidades territoriales mayores y menores del área de influencia del componente, grupo de componentes o medio, se analizará de manera independiente, la calidad y cobertura de los servicios públicos y sociales. Como mínimo dicha caracterización debe incluir: calidad, cobertura, infraestructura asociada teniendo en cuenta:

Servicios públicos:

- 1) Acueducto: fuentes de abastecimiento; infraestructura de captación, tratamiento y almacenamiento;
- 2) Disposición de excretas: tipos (alcantarillado, pozos sépticos, letrinas, a cielo abierto);
- 3) Sistemas de recolección y disposición de residuos sólidos, cobertura y calidad.
- 4) Servicios de energía y telecomunicaciones: cobertura y calidad.

Servicios sociales:

- 1) Identificación de la infraestructura educativa y de salud, localización.

²⁰ TÉRMINOS DE REFERENCIA - EIA – proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos

- 2) Identificación de la infraestructura recreativa y deportiva.
- 3) Tipificación de las características de las viviendas.
- 4) Identificación de la infraestructura de transporte: vial, aérea, ferroviaria y fluvial. Para la infraestructura vial se deberá hacer énfasis en los accesos veredales y su funcionalidad, así como en la infraestructura para conectividad (puentes, tarabitas).
- 5) Centros nucleados de influencia para comercialización y acceso a servicios sociales
- 6) Identificación de los medios de comunicación: radio, prensa, emisoras comunitarias.

2.5.4.4 Componente demográfico componente espacial componente económico El componente económico representa la dinámica mercantil, financiera regional relacionada con el proyecto con el fin de identificar los procesos existentes, para ello se debe tener en cuenta lo siguiente:

- 1) Organización del predio.
- 2) Técnicas productivas y tecnológicas
- 3) Identificar el mercado laboral actual.
- 4) Identificar los extremos de desarrollo y/o regiones, que interactúan con el área de influencia del componente, grupos de componentes o medio.

- 5) Organización comercial, puntos de comercialización, vínculos productivos y su relación en las dinámicas mercantiles regionales.
- 6) Identificar empresas productivas en los secciones primarias, secundarias y terciarias.

2.5.4.5 Componente cultural ²¹

Comunidades no étnicas

Para las unidades territoriales mayores:

Se deberá presentar un análisis general de los siguientes aspectos:

- Patrones de asentamiento
- Dependencia económica y sociocultural
- Identificar los hechos históricos (migraciones, adopción de nuevas tecnologías, cambios de actividad productiva, estímulo a procesos de aculturación por presencia de migrantes, etc.)
- Identificar los símbolos culturales más significativos para la población otras.
- Identificar los usos tradicionales de los recursos naturales renovables y el medio ambiente por parte de los habitantes.

²¹ TÉRMINOS DE REFERENCIA - EIA – proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos

Comunidades étnicas

Con base en información secundaria y estudios etnográficos existentes, hacer una breve descripción de las comunidades étnicas presentes en el contexto regional del proyecto.

Involucrando los siguientes aspectos:

- Territorios, rutas de movilidad
- Demografía
- Salud, educación
- Religiosidad, etnolingüística, economía tradicional, organización sociocultural,
- Presencia institucional y prácticas culturales.

Cuando las entidades competentes certifiquen la presencia de comunidades étnicas en las áreas de influencia del proyecto se deben identificar estas comunidades, profundizando en la definición de los aspectos territoriales que involucran estas etnias

en cumplimiento del artículo 76 de la Ley 99 de 1993 y de lo establecido en la Ley 21 de 1991, en la Ley 70 de 1993, en el Decreto 1320 de 1998 y la Directiva Presidencial 001 del 2010, y demás normas aplicables a la materia.

2.5.4.6 Componente político. En este componente se representa la organización política territorial de la zona ya sea públicas, privadas, cívicas y comunitarias (internacionales, nacionales, departamentales y municipales) presentes, de influencia del proyecto para esto se debe determinar

- 1) Tiempo de permanencia en la zona.
- 2) Programas o proyectos en ejecución.

- 3) Población beneficiaria.
- 4) Representar la capacidad institucional de los municipios para atender situaciones que puedan ser derivadas de la ejecución del proyecto.
- 5) Identificar las solicitudes y mecanismos de participación de la población así como las instituciones y organizaciones del área de influencia.

2.5.4.7 Información de población a reubicar. Se debe realizar un censo para obtener información precisa del número personas a reubicar y sus características de su medio socioeconómicas para así garantizar las mismas y/o mejores condiciones socioeconómicas que poseían.

También es indispensable presentar un cronograma, que corresponde a las actividades de acompañamiento, seguimiento y monitoreo y reconciliarlo a las condiciones socioeconómicas y culturales de la población y a todas las fases de ejecución del proyecto.

Lo mínimo que se debe analizar de cada familia para el censo y el EIA es:

Llevar ajustar

De cada familia se debe analizar:

- Sitio de origen, movilidad y razones asociadas a ella.
- Permanencia en el predio y en el área.
- Estructura familiar (tipo: nuclear, extensa), número de hijos y miembros.

- Censo de familias con factores de vulnerabilidad social tales como discapacidad, enfermedades terminales, senectud y NBI, entre otras.
- Características constructivas, distribución espacial y dotación de las viviendas.
- Características agrológicas de los predios.
- Expectativas que la familia tiene frente al proyecto y al posible traslado.
- Vinculación de los miembros a alguna de las organizaciones comunitarias a nivel vereda y cargo que ocupa en la actualidad.

2.5.5 Servicios ecosistémicos. Se debe analizar el grado de influencia y dependencia de las actividades de la zona o del área de influencia del proyecto con el fin de no afectar su medio socioeconómico o su integridad física a futuro

A manera de apoyo a la caracterización de los servicios ecosistémicos se podrá utilizar la matriz que se presenta en la Tabla x.

Tabla 6. Impactos y dependencia a servicios ecosistémicos

CATEGORÍA DE SERVICIO ECOSISTÉMICO	SERVICIO ECOSISTÉMICO	IMPACTO DEL PROYECTO (alto, medio o bajo)	DEPENDENCIA DE LAS COMUNIDADES (alto, medio o bajo)	DEPENDENCIA DEL PROYECTO (alto, medio o bajo)
APROVISIONAMIENTO	Agua			
	Arena y roca			
	Madera			
	Fibras y resinas			
	Biomasa			
	Pesca y acuicultura			
	Ganadería			
	Agricultura			
	Otro servicio(especificar)			
REGULACIÓN	Regulación de la erosión			
	Regulación del clima local/regional			
	Ecosistemas de purificación de agua (humedales, otros)			
	Otro servicio(especificar)			
CULTURALES	Recreación y turismo			
	Espirituales y religiosos			
	Otro servicio identificado(especificar)			

FUENTE: Tomado y modificado de Términos de Referencia - EIA – proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos.

2.5.6 Zonificación ambiental. La zonificación ambiental para el Área de Influencia se desarrollado a partir de la sobreposición de información temática (suelos, cobertura y uso del suelo, climatología, amenazas naturales, pendientes, hidrología, entre otros) mediante la utilización de los Sistemas de Información Geográfica y en particular todos los aspectos físicos bióticos abióticos y socioeconómicos.

Se corresponderá presentar, puntualizar detalladamente y desarrollar apropiadamente la metodología para obtener la zonificación ambiental, enseñando:

- Los mecanismos principales a tener en cuenta en la zonificación ambiental por cada medio, con la respectiva justificación técnica para su selección.
- Análisis de los resultados obtenidos en el procedimiento anterior.
- Las áreas obtenidas por cada categoría de importancia ambiental, tanto para los mapas inter-medios, como para la zonificación ambiental final, y su porcentaje de participación con relación al área solicitada para el licenciamiento.

2.5.7 Demanda, uso, aprovechamiento y/o afectación de los recursos naturales²² Esta sección es muy importante ya que en ella se Presenta una detallada caracterización de los recursos naturales que demandará el proyecto y que serán utilizados, aprovechados o afectados durante las diferentes fases del mismo.

²² Tomado y modificado de Términos de Referencia - EIA – proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos

En cuanto a los permisos, concesiones y autorizaciones para aprovechamiento de los recursos naturales, se debe presentar como mínimo la información requerida en los Formularios Únicos Nacionales, existentes para tal fin y lo establecido en la Resolución 1415 de 2012 o aquella norma que la modifique, adicione o sustituya.

2.5.7.1 Aguas superficiales. Cuando se requiera la captación de aguas superficiales, presentar como mínimo para cada sitio propuesto la siguiente información:

- 1) Caudal de agua solicitado en litros por segundo, así como el estimativo del consumo de agua requerido para cada una de las etapas del proyecto en litros por segundo.
- 2) Identificación de la fuente o sitio de captación:
- 3) Nombre de la fuente a utilizar de acuerdo con las clasificaciones establecidas en el Registro Único de Recurso Hídrico.
- 4) Localización geo-referenciada del punto o tramo homogéneo de captación propuesto. La coordenada final del punto de captación dentro del tramo se informará en el PMA específico.
- 5) Identificación del predio en donde se ubica la fuente o a través del cual se accede directamente a esta (nombre del predio, propietario, vereda y municipio).
- 6) Diseño tipo de la infraestructura y sistemas de captación, derivación, conducción, restitución de sobrantes y distribución.

- 7) Análisis de los conflictos actuales o potenciales sobre la disponibilidad y usos del agua, teniendo en cuenta el análisis de frecuencias de caudales mínimos y medios para diferentes períodos de retorno (1, 2 y 5 años), así como el inventario y cuantificación aguas abajo de la captación, de los usos y usuarios registrados y no registrados ante la autoridad ambiental competente.
- 8) Para cada punto a intervenir, construir las curvas de duración de caudales medios diarios o medios mensuales, según la disponibilidad de la información.

2.5.7.2. Aguas subterráneas. Con base en la caracterización hidrogeológica del área de influencia del proyecto, para la exploración de aguas subterráneas se debe presentar:

- 1) Localización geo-referenciada más aproximada del sitio en donde se proyecta realizar la exploración con la mejor información disponible que tenga el proyecto. En los PMA específicos se informará la coordenada.
- 2) Descripción del sistema de perforación a emplear, especificaciones del equipo, características técnicas y diseño preliminar del pozo (profundidad, diámetro, ubicación tentativa de filtros y tubería ciega).
- 3) De acuerdo con la caracterización hidrogeológica del área que se presenta en la línea base abiótica (como el inventario de los puntos de agua subterránea), se debe realizar el análisis de los posibles conflictos por la disponibilidad y usos del recurso.
- 4) Cronograma de obras y presupuesto estimado
- 5) Caudal requerido.

Para la concesión de las aguas subterráneas se debe presentar:

- 1) Evaluación de los requerimientos de agua en términos de volumen, caudal y régimen de explotación.
- 2) Localización georreferenciada del o los pozo exploratorios (s) perforado (s) en mapas.
- 3) Diseño (s) del o los pozo exploratorios (s) perforado (s), descripción de la infraestructura instalada, profundidad y método de perforación.
- 4) Perfil geofísico de los sitios en donde se realizaron los estudios, aportando tanto los datos de campo como los perfiles *Gamma Ray*, potencial espontáneo y resistividad onda larga y corta con su correspondiente escala horizontal y vertical (profundidad). Deberá aportarse la resistividad del lodo de la perforación.
- 5) Perfil estratigráfico del o los pozo (s) perforado (s) y descripción de las formaciones geológicas, elaborado con base en la descripción litológica.
- 6) Resultados de la prueba de bombeo.
- 7) Informe de los resultados de los estudios de exploración que incluya estudios hidrogeológicos que se hubieran realizado indicando el tipo de investigación.
- 8) Reporte del inventario de manantiales, aljibes, puntos de agua y pozos profundos existentes en la zona de abatimiento de cada pozo de suministro de agua a utilizar.

- 9) Análisis físico-químico y bacteriológico del agua, incluyendo los parámetros de calidad de acuerdo con la destinación de uso
- 10) Obras de conducción, almacenamiento y sistema de tratamiento a construir incluidos los sistemas de regulación y medición.
- 11) Elementos de medición y control de niveles (estáticos y dinámicos), caudales y régimen de operación del pozo.
- 12) Medidas de protección y mantenimiento de pozos.
- 13) Posibles focos de contaminación como letrinas, basureros, depósitos de aguas contaminadas existentes en las áreas de influencia de los pozos.
- 14) Medidas y acciones a implementar para evitar pérdidas de agua y una inadecuada disposición de sobrantes.
- 15) En caso que la concesión de agua incluya el uso para consumo humano deberá aportar adicionalmente a lo anterior, la certificación de la entidad de salud competente (Decreto 2115 de 2007).

2.5.7.3 Vertimientos

Vertimientos en cuerpos de agua

Para la actividad de exploración de yacimientos no convencionales no se permitirá ningún tipo de vertimiento sin previo tratamiento ni vertimientos en cuerpos de agua, excepto para agua residual doméstica, la cual debe cumplir con los parámetros establecidos en el Decreto 3930 de 2010 o el que lo modifique, adicione o sustituya.

Se podrán utilizar empresas especializadas para el tratamiento de aguas residuales, siempre y cuando cuenten con los permisos y trámites ambientales de las autoridades competentes.

En el EIA se deberá presentar la siguiente información adicional a la establecida en la sección la 3 línea base parámetros a evaluar para la calidad del agua:

Para el fluido de retorno, si se cuenta con suficiente información sobre el yacimiento se deberá presentar una caracterización estimada del mismo indicando el porcentaje de volumen esperado de retorno y si se puede prever la posibilidad que dicho fluido contenga los siguientes componentes, con su respectiva justificación (es decir explicando cómo se pudo determinar su potencial presencia):

- BTEX
- Arsénico
- Cromo
- NORM
- CH₄
- H₂S

En el caso que no se tenga información alguna sobre el yacimiento que pueda dar conocimientos de los componentes que se pudieran o no prever en el fluido de retorno esta información no tendrá que ser presentada.

Cabe destacar que El vertimiento en cuerpos de agua no será permitido para la exploración de YNC.

Para yacimientos convencionales la información a tener en cuenta en el estudio es:

- 1) Identificación y localización (geo-referenciada) de las corrientes o tramos homogéneos receptores de las descargas de aguas residuales.
- 2) Determinación de los caudales de estiaje, los cuales deben ser consistentes con el estudio hidrológico presentado en la caracterización ambiental.
- 3) Realizar el inventario de las principales fuentes contaminantes, identificando el generador y tipo de vertimiento, de acuerdo con la longitud del tramo de modelación.
- 4) Para cada punto a intervenir, construir las curvas de duración de caudales

Para disposición final de aguas residuales en suelos.

Cuando el solicitante pretenda verter aguas residuales en suelos, el solicitante deberá presentar una descripción general de lo siguiente:

- 1) Una descripción por cada unidad de suelo de las posibles áreas de disposición y las pruebas de percolación respectivas.
- 2) Realizar la caracterización fisicoquímica del área de disposición. (textura, capacidad de intercambio catiónico, pH, relación de adsorción de sodio (RAS), porcentaje de sodio intercambiable, contenido de humedad, capacidad de infiltración etc.
- 3) para la disposición de aguas industriales se deberá adicionalmente evaluar grasas y aceites, hidrocarburos totales y metales (los metales a evaluar dependerán de la composición físico-química del vertimiento y de los insumos a utilizar durante el desarrollo de las actividades planteadas).

- 4) Un análisis de los elementos climáticos basado en información existente podría afectar la disposición de aguas residuales.
- 5) A través de modelos matemáticos y propiedades fisicoquímicas del suelo, definir el avance del frente húmedo en el perfil del suelo y sus implicaciones en aguas subterráneas.
- 6) Estimación de la variación del nivel freático con base en la información recolectada en campo.
- 7) Evaluar el riesgo de contaminación del acuífero asociado a la zona de infiltración.
- 8) Dar cumplimiento a lo establecido por los Decretos 1594 de 1984 y 3930 de 2010 en la materia, o aquel que lo modifique, adicione o sustituya.

En el EIA el solicitante debe presentar una descripción general aproximada de las aguas residuales, tanto antes como después del tratamiento hidráulico, que serán dispuestas en el área de disposición propuesta. Esta descripción debe incluir lo siguiente:

- 1) El volumen proyectado y la tasa estimada de aguas residuales que pudiera ser aplicada a cada unidad de suelo presente en el área a licenciar. La tasa fija deberá ser incluida en los PMA específicos.
- 2) Un análisis de cómo el agua residual tratada tendrá un impacto en el área de vertimiento propuesta y los cuerpos de agua cercanos, que deben considerar, entre otras cosas, las características de la zona de disposición.

- 3) Descripción general de cualquier residuo sólido que el sistema de tratamiento de aguas residuales que podría generar, así como el proceso que será utilizado para transportar y disponer los residuos sólidos.
- 4) Información adicional que sea requerida por el MADS en la norma que expida sobre vertimiento en suelos, de acuerdo con el artículo 28 del Decreto 3930 de 2010 o el que lo adicione, modifique o sustituya.

En caso que se detecte que el fluido de retorno de estimulación hidráulica o el agua producida presente NORM por encima de los niveles de dispensa contemplados por la Resolución 180005 de 2010 del Ministerio de Minas y Energía, o el que la adicione, sustituya o modifique, se deberá realizar disposición del fluido de retorno y/o agua producida a través de reinyección en un pozo inyector.

2.5.7.4 Para gestión de aguas de producción y formación a través de reinyección Adicional de la información requerida para yacimientos convencionales en los yacimientos no convencionales (YNC) se requiere la siguiente información:

- 1) Para el monitoreo de calidad del agua de los acuíferos encontrados alrededor del pozo inyector y los acuíferos aprovechables para consumo humano como los defina el MADS, que tengan un contenido de sólidos disueltos totales – SDT menor o igual a 4.000 mg/L.
- 2) Un análisis de riesgo que contemple el potencial riesgo de causar sismicidad desencadenada por presencia de fallas geológicas activas en el área y cualquier referente histórico de sismicidad en la región.

Específicamente se debe explicar cómo se escogió la formación para minimizar este riesgo y cómo se adaptará el proceso de reinyección para minimizar el aumento de presión.

- 3) La ubicación de fallas geológicas identificadas de acuerdo con la normatividad establecida por el Ministerio de Minas y Energía para pozos inyectoros de YNC. Esta información podrá ser entregada en el PMA específico.
- 4) La caracterización del área de disposición propuesta debe incluir un muestreo de radiación de fondo (background) en superficie.

2.5.8 Evaluación de impactos Aquí se representa y resume la identificación y evaluación de los impactos sobre los medios biofísicos y socioeconómicos generados es decir los componentes en general de la línea base por el desarrollo de las actividades que hacen parte de la etapa de perforación exploratoria.

Los impactos identificados de capacidad negativa crean una alerta y con lleva a la obligación de formular e implementar medidas estrictas para incluirlas en el Plan de Manejo Ambiental.

Esta metodología utilizada debe suministrar un análisis integrado, total, ordenado, consecuente, lógico, sistemático y multidisciplinario, donde la evaluación de impactos debe incluir una discusión sobre las relaciones causadas.

Identificación de impactos

Para asemejar los impactos ambientales se desarrolló una lista de chequeo o de revisión. Su principal utilidad es identificar todas las posibles consecuencias ligadas a la acción propuesta, asegurando en una primera etapa del EIA que ninguna alteración relevante sea suprimida u omitida.

Por medio de esto se procedió a identificar los impactos ambientales, teniendo cuidado de diferenciar los impactos con los efectos ambientales.

El listado de impactos se puede estimar en la siguiente tabla.

Tabla 7. Identificación de impactos

MEDIO	ELEMENTO	IMPACTO AMBIENTAL
FÍSICO	AGUA	Alteración de la calidad de agua
		Modificación de caudales
	SUELOS	Cambio en las propiedades
		Alteración de horizontes edáficos
	AIRE	Cambio de la calidad del aire
Alteración de niveles sonoros		
	HIDROGEOLOGÍA	Alteración de la calidad
PERCEPTUAL	PAISAJE	Alteración de la calidad visual
BIÓTICO	FAUNA	Migración de fauna
	FLORA	Afectación áreas sensibles ambientales
		Cambio de la cobertura del suelo
SOCIO-ECONÓMICO	ECONÓMICO	Cambio en el uso del suelo
		Generación de empleo
		Cambio en el precio de los predios
	SOCIOCULTURAL	Afectación en la salud de los trabajadores
		Generación de expectativas

Fuente: Tomado y modificado de formulación del estudio de impacto ambiental para el área de perforación exploratoria Yaraguapo, municipio de trinidad, departamento del Casanare.

2.5.9 Evaluación económica ambiental²³ Este análisis debe presentar una estimación del valor económico de los beneficios y costos ambientales que potencialmente generará la ejecución del proyecto.

²³ Tomado y modificado de Términos de Referencia - EIA – proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos

El propósito del conjunto de herramientas es identificar y estimar el valor económico de los impactos ambientales, de tal manera que éstos puedan incluirse dentro del análisis de evaluación económica ambiental del proyecto y contribuir en la determinación de la viabilidad del mismo.

Para este fin, el solicitante de la licencia podrá utilizar los métodos de valoración económica sugeridos en la Tabla 8.

Tabla 8. Métodos de valoración económica sugeridas para el EIA

ETAPA		GRUPOS METODOLÓGICOS		
		Métodos basados en costos	Métodos de preferencias reveladas	Métodos de preferencias declaradas
VALORACIÓN ECONÓMICA	Orientación	Intentan cuantificar lo que las personas están dispuestas a pagar por atender, mitigar o evitar una situación que les empeora su bienestar a partir de sus decisiones de gasto.	Estiman el valor de uso directo e indirecto de los bienes y servicios ambientales por tipo de uso (recreación, salud, insumo de producción, entre otros), aprovechando la relación que exista entre la calidad ambiental y un bien o servicio de mercado.	En el enfoque de preferencias declaradas se le pide a la gente expresar directamente sus preferencias y valores, en lugar de deducir los valores de las opciones reales, como aquellos de preferencia revelada.
	Métodos más usados	a. Costos de mitigación b. Costos de reposición c. Costos de reemplazo d. Costos evitados e. Costos de enfermedad/	a. Precios hedónicos (propiedades y salarios) b. Costos de viaje c. Cambios en la productividad d. Costo de oportunidad	a. Valoración contingente b. Elección contingente (análisis conjoint)

ETAPA	GRUPOS METODOLÓGICOS		
	Métodos basados en costos	Métodos de preferencias reveladas	Métodos de preferencias declaradas
	morbilidad	Método de transferencia de beneficios	
EVALUACIÓN ECONÓMICA	ANÁLISIS COSTO BENEFICIO Indicadores: Valor Presente Neto (VPN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Relación Beneficio Costo (RBC) ANÁLISIS COSTO EFECTIVIDAD Selección de alternativa que logre los resultados al menor costo.		

Fuente: Tomado y modificado de Términos de Referencia - EIA – proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos.

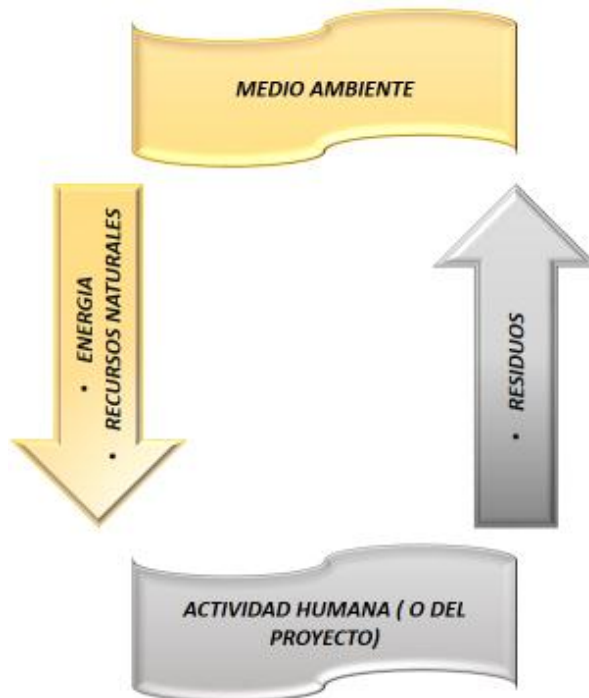
2.6 SISTEMA DE MONITOREO Y CONTROL

El sistema de monitoreo y control es fundamental después de haber aplicado el programa de plan de manejo ambiental (PMA).

El propósito de este sistema es controlar las actividades que se han ido desarrollando, debe generar información útil para la administración ambiental, debe enfocarse en los aspectos ambientales significativos y va dirigido a las actividades que producen impactos ambientales. De esta manera mide el desempeño ambiental de la actividad.

Para realizar el monitoreo se seleccionan indicadores específicos con los cuales se puede identificar los cambios que está generando el proyecto y de esta manera se pueden corregir, minimizar o mitigar las posibles afectaciones.

Figura 8. Relación entre la actividad industrial y el ambiente



Fuente: Guía básica ambiental de perforación de pozos.

En la Figura x, se identifican cuáles son los aspectos que deben ser objeto de medición. De acuerdo a esto, el medio provee energía y recursos naturales (suelo, agua, aire) para la producción, y de esta manera recibe residuos de la actividad generados por diferentes causas (impurezas de los materiales, producto fuera de especificaciones, calor, etc.).

Estas relaciones pueden llevar al deterioro de los recursos afectando su disponibilidad o su calidad, Debido a esto, deberán ser objeto de control:

- Los riesgos ambientales de la actividad.
- Los impactos.
- El PMA, diseñado para administrar los dos primeros.²⁴

²⁴ Guía básica ambiental de perforación de pozos Bogotá .1999.

Las exigencias están concentradas en los fluidos de fracturamiento hidráulico, en la calidad del aire, de ruido, de aguas subterráneas y de radioactividad de fondo. Todos los requerimientos para la explotación de yacimientos no convencionales tienen como objetivo el conocimiento total de la zona en donde se pretende desarrollar la actividad para la identificación de posibles impactos ambientales.

Teniendo en cuenta que la explotación de yacimientos de hidrocarburos no convencionales conlleva a unas actividades intensivas de fracturamiento hidráulico, estas requieren de un alto control y seguimiento ambiental y deben provenir del conocimiento que se genere previo a cualquier proceso de licenciamiento.

2.6.1 Objetivos del sistema de monitoreo y control

- Garantizar que el proyecto establezca los mecanismos necesarios para asegurar la calidad ambiental, consiguiendo de esta manera un proceso de mejoramiento continuo.
- Analizar los posibles impactos causados y su posible remediación, este control se hace de manera detallada.
- Determinar el desempeño ambiental de las actividades en sus diferentes etapas de desarrollo, confrontando los resultados con criterios establecidos por la normativa, con el fin de establecer su eficiencia.

A continuación se realiza un seguimiento de los parámetros ambientales, los cuales tendrán cambios desfavorables a medida que se desarrolle el proyecto. Algunos a tener en cuenta son:

Tabla 9. Parámetros de control y monitoreo

RECURSO	COMPONENTE	PARÁMETRO	SITIOS DE MUESTREO	FRECUENCIA
<i>HIDRICO</i>	Agua potable	Color, olor y sabor, turbiedad totales.	En el sistema de distribución.	Mensual
	Agua residual doméstica	PH, temperatura, material flotante, grasas.	En el efluente final.	Trimestral
	Agua residual de la industria	PH, temperatura, metales pesados.	Antes y después de los sistemas de tratamiento.	Mensual
	Lixiviados del relleno sanitario.	PH, temperatura.	En el efluente final.	Mensual
<i>ATMÓSFERICO</i>	Calidad del aire	Partículas suspendidas	Lugar donde se está efectuando la exploración y alrededores.	Mensual
<i>SUELO</i>	suelos	Características químicas y biológicas.	N/A	Semestral, una vez alcanzada su capacidad de diseño.
	Residuos sólidos domésticos.	Recolección, transporte y disposición de los residuos finales.	Áreas ocupadas del proyecto relleno sanitario.	Mensual
<i>VEGETACIÓN</i>	Área protegida	Perímetro de reserva e inventario forestal.	Áreas boscosas sustraídas de la operación de expl.	Semestral

RECURSO	COMPONENTE	PARÁMETRO	SITIOS DE MUESTREO	FRECUENCIA
	Deforestación	Inventario forestal detallado.	En las áreas que van a ser Descapotadas.	Antes de iniciarse Cualquier descapote dentro del proyecto.
	Reforestación	Adecuación forestal y superficie plana.	Vivero y áreas a forestar.	De acuerdo con la operadora.
<i>PAISAJE</i>	Intervención de áreas sensibles.	Descapote, deforestación, construcciones, movimientos de tierra.	Áreas intervenidas para operaciones infraestructura y soporte.	De acuerdo con la operadora.
	Manejo integral del paisaje.	Descapote, deforestación, construcciones, movimientos de tierra.	Áreas intervenidas para operaciones infraestructura y soporte	De acuerdo con la operadora.
<i>SOCIAL</i>	Gestión comunitaria.	Actividades de apoyo a comunidades y proyectos interistucionales	Comunidades ubicadas en el área de influencia del proyecto, municipios y entidades regionales.	De acuerdo con la dinámica de la implementación de plan de gestión social.

Fuente: Guía minero ambiental de exploración.

3. DESCRIPCIÓN DE LAS ETAPAS QUE SE DESARROLLAN EN EL AREA UPSTREAM.

En el presente capítulo se definen las etapas de las actividades más importantes desarrolladas en la industria petrolera, como lo son la exploración, perforación y producción de yacimientos no convencionales, describiendo el impacto generado por el desarrollo de estas, y así, poder dimensionar la afectación al medio ambiente lo cual sirve de guía a la industria y a la sociedad para facilitar la prevención de impactos ambientales.

Los yacimientos no convencionales son grandes en reservas, pero difíciles de desarrollar, y para esto, la clave es involucrar una adecuada tecnología eficiente para la exploración, la producción, lo cual requiere de un mejoramiento continuo para evitar el daño al medio ambiente, la contaminación de acuíferos y garantizar la aceptabilidad social y ambiental de los proyectos.

Las nuevas tecnologías como el fracturamiento hidráulico y la perforación horizontal permiten una explotación eficiente y rentable de estos depósitos, y en este capítulo se describe la implementación de estas en algunos tipos de yacimientos no convencionales específicos.

3.1 EXPLORACIÓN

Para llevar a cabo esta operación se tiene en cuenta a los geólogos y geofísicos que hacen un estudio del subsuelo y definen un área donde la geografía es propensa a almacenar hidrocarburos; una vez se ha identificado el área que se encuentra bajo observación, se recopila la información y es utilizada para construir

mapas del subsuelo y modelos tridimensionales de lo que yace debajo de la superficie de la tierra.

En esta intensa búsqueda y exploración de yacimientos de petróleo no existe un método científico exacto, existen diversas formas de realizar la exploración de hidrocarburos, y es preciso realizar multitud de tareas previas de estudio del terreno que requieren de un análisis cuidadoso ya que de esto depende el éxito del proyecto.

Los métodos empleados dependen del tipo de terreno, entre ellos los más utilizados son la sismología explosiva, no explosiva y la perforación exploratoria.

3.1.1 Exploración superficial

3.1.1.1 Topografía.²⁵ La topografía explica los procedimientos y operaciones del trabajo de campo, los métodos de cálculo o procesamiento de datos sobre información de recursos naturales y la representación del terreno en un plano o dibujo topográfico a escala, para ayudar a la mejor administración y aprovechamiento de nuestro ambiente físico.²⁶

Algunas de sus herramientas son:

- Brújula y tránsito (Útil para medir ángulos)
- Cinta métrica y odómetro (Se usan para medir distancias)
- Nivel automático (Se utiliza para medir pendientes)

²⁵ ORTIZ Gerson y GUAJITA Freddy. Manual de buenas prácticas ambientales y sociales de la industria petrolera área upstream. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad industrial de Santander. Facultad de fisicoquímica, 2014, P.56

²⁶ Exploración en busca de petróleo. Universidad nacional de Colombia (UNAL)

Su uso esencialmente es para medir las dimensiones del terreno en donde se implementarán las labores de exploración.

Este tipo de herramientas es de uso manual y no genera por ningún motivo un impacto negativo. En la figura XX se muestran algunos de los equipos básicos para el estudio de la topografía.

Figura 9. Equipos básicos para el estudio de topografía



Fuente: Herramientas básicas para el estudio de topografía. [En línea] Disponible en <http://www.abreco.com.mx>.

3.1.1.2 Geológicos superficiales. Los trabajos geológicos del campo completan las informaciones obtenidas por medio de las imágenes como los son: la fotografía aérea, la imagen satelital.

En los métodos de exploración geológicas superficiales se encuentran la observación directa, análisis químicos, estudios microbiológicos, reconocimiento de campo y fotogeología.

3.1.1.3 Geofísicos. Existen métodos geofísicos con los que se puede determinar la geología del terreno a estudio. Además de esto se encuentra una perspectiva de qué tan grande es el yacimiento, la acumulación, el tipo de rocas y sus limitaciones. Estos métodos son gravimetría, magnetometría, sismográfica.

3.1.1.3.1 Gravimétricos, este método aprovecha las diferencias de la gravedad en distintos sectores; ya que puede aumentar la gravitación en una región determinada debido a la vecindad de grandes masas de rocas densas. El método gravimétrico hace uso de campos de potencial natural igual al método magnético y a algunos métodos eléctricos.²⁷

Figura 10. Equipos más usados para el estudio de gravimetría



Fuente: FCAGLP Herramientas básicas para el estudio de topografía. [En línea] Disponible en <http://catedras.fcaglp.unlp.edu.ar/geofisica/gravimetria>.

3.1.1.3.2 Magnetométricos. Utiliza el principio de los distintos elementos que componen el suelo, basándose en las propiedades magnéticas de las diferentes rocas del área a cubrir, determinando la medida de la intensidad del campo magnético natural de la tierra y de la distribución de las rocas del subsuelo proporcionando información acerca de la profundidad de las rocas, por lo que se sabe que las rocas ígneas son más magnéticas que las sedimentarias y metamórficas.

²⁷ METODOS EXPLORACIONES GRAVIMETRICAS GEOQUIMICAS. Metodos exploraciones gravimétricas [en línea] disponible en: <http://trabajos62/metodos-exploraciones-gravimetricas-geoquimicas/metodos-exploraciones-gravimetricas-geoquimicas2.shtml#ixzz3bB88KjBd>

Un magnetómetro mide simplemente las anomalías magnéticas en la superficie terrestre, las cuáles posiblemente contienen reservas de petróleo.

3.1.1.3.3 Sismográficos. Este método de exploración consiste en detonar cargas de dinamita en un hueco perforado en la zona de Interés a poca profundidad, normalmente entre 10 y 30 pies donde pueden colocar de 2 a 4 Lb de dinamita mientras el equipo sísmico se encuentra monitoreando las ondas de choque que llegan a los camiones de grabación.

En donde mediante equipos especiales de cómputo, se va produciendo un mapa preciso de las estructuras bajo la superficie. El proyecto de sismología lleva a cabo varias etapas, cada una de las cuales consta de varias actividades que van a generar impactos sobre el medio físico, biótico y socioeconómico.

Adquisición sísmica terrestre

La adquisición de sísmica de reflexión convencional terrestre es el método geofísico más usado a nivel mundial para la exploración de hidrocarburos. La sísmica de reflexión se basa en el principio físico de que las ondas viajan y retornan al chocar con formaciones compactas tales como las calizas, pero cuando la roca es porosa el tiempo de retorno de la onda es mayor,²⁸ esta se puede adquirir en tres tipos de ambientes: Marino, Terrestre y Zonas de Transición.

Interpretación sísmica ²⁹

Los datos sísmicos obtenidos se relacionan entre sí y aportan una visión complementaria a la información geológica, por esto en la interpretación sísmica

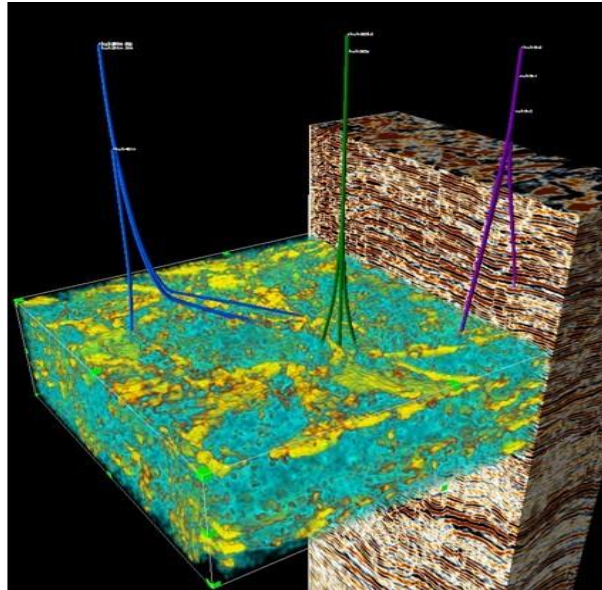
²⁸ Exploración en busca de petróleo. Universidad nacional de Colombia (UNAL)

²⁹ Centro de Investigaciones del Petróleo. Churrucá No 481, Cerro, La Habana, Cuba, CP 12000.

es necesario crear nuevos procesos metodológicos que faciliten la exploración de hidrocarburos, este proceso que será descrito, se ha planteado mediante la sísmica de reflexión que consiste en una serie de etapas de trabajo que se resumen en 3:

- **Etapas de recopilación y preparación de los datos.** En esta etapa se detectan los diferentes tipos de fallas, por lo que es necesario contar con el módulo de falla para aumentar el grado de confiabilidad en la correlación de los diferentes horizontes sísmicos.
- **Etapas de estudio estructural regional y elaboración del modelo sísmico – geológico.** En esta etapa se determina la ubicación en profundidad verticalmente y desarrollo lateral del sello, posibles elementos tectónicos de interés, se documenta sobre la geología de la zona de estudio, los objetivos relacionándolo con los horizontes sísmicos de interés y por último, mapear siempre las discordancias importantes.
- **Etapas de visualización e interpretación de las imágenes sísmicas 3D.** En esta etapa se toma nota de los principales reflectores, eventuales anomalías de amplitud, se interpreta las fallas principales, fallas inversas formadas por los plegamientos, fallas de rechazo horizontal (strike slip), edad de las fallas, tipos de fallas, y seguimientos. Se detalla el patrón de falla inicial mientras que se interpretan los horizontes y analizan posibles lineamientos comparándolos con las fallas interpretadas.

Figura 11. Ilustración sísmica 3D



Fuente: LDOCEAN Interpretación sísmica en 3D. [En línea] Disponible en <http://www.ldocean.com.cn/Es/Product2.aspx>

Incertidumbre de la sísmica ³⁰

La incertidumbre de la sísmica resulta de varios factores:

- **Calidad de los datos:** Adquisición (densidad de las trazas) y procesamiento (tipo de migración).
- **Reflectividad de las capas de interés:** El espesor de la capa y las posibles interferencias con las reflexiones de las capas vecinas pueden afectar la señal.
- **Complejidad estructural y sedimentaria:** Fuente muy importante de errores durante la interpretación.

³⁰ Centro de Investigaciones del Petróleo. Churrucá No 481, Cerro, La Habana, Cuba, CP 12000.

- **Incertidumbre del picado:** Respuesta sísmica variable lateralmente, pocos pozos de control, fallas de grandes saltos.
- **Incertidumbre de la conversión en profundidad:** Errores en el modelo de velocidad; o en el caso de los métodos directos la función utilizada no es precisa lejos de los pozos.

Pruebas de equipos³¹

Las pruebas a realizar a los equipos se pueden categorizar en:

- **Pruebas de arranque:** son pruebas que se le realizan a los canales, apilador, editor, memoria y unidades de cintas al comienzo de las operaciones.
- **Polaridad del sistema:** debe ser tal que un desplazamiento de la carcasa del geófono hacia abajo resulta en un número positivo en la cinta.
- **Pruebas de instrumentos diarias:** pruebas básicas que se realizan una vez al día.
- **Pruebas de instrumentos mensuales:** se realizan al comienzo del programa una vez al mes durante su duración.

Las pruebas que se realizan a los geófonos son: polaridad, resistencia, prueba de impulso, relación señal/ruido (para aislar áreas ruidosas y acoplamiento pobres de los geófonos), fugas, continuidad, frecuencias espurias, etc.

³¹ Ibid, p 79

Plantado de geófonos

- Los geófonos deben plantarse de tal forma que se logre un buen acoplamiento.
- Para garantizar una respuesta óptima del geófono, es importante que a su alrededor el área se encuentre limpio (radio mínimo 30 cm).
- Se debe optimizar el acoplamiento de los geófonos en cada posición, evitar grava o materiales no consolidados, troncos y raíces y buscar arcillas o materiales compactados.
- La punta del geófono debe estar completamente enterrada. El acoplamiento es proporcional a la de la punta que hace contacto con el suelo.³²

Etapas de un proyecto de sismica ³³

El proyecto de sismología lleva a cabo varias etapas, estas describen una serie de procedimientos que se realizan con el fin de no generar en su mayoría impactos sobre el medio físico, biótico y socioeconómico al llevar a cabo labores de sismica.

Tabla 10. Etapas de un proyecto de Sismica

ETAPA	DESCRIPCIÓN	ACTIVIDAD
Planeación.	Se busca confrontar el terreno para la realización de la exploración sísmica.	-Recopilación y análisis de información. -Información a la comunidad. -Ubicación física de los sitios donde se colocaran las cargas

³² Ibid, p 80.

³³ Correa Javier - Romero John, manejo ambiental para campos petroleros en los procesos de exploración, perforación y producción de hidrocarburos, Bucaramanga 2005.

ETAPA	DESCRIPCIÓN	ACTIVIDAD
		<p>explosivas.</p> <p>-Adquisición de predios (vía de acceso y locación).</p>
<p>Construcción y adecuación de la vía de acceso.</p>	<p>Construye y/o adecua una vía de acceso que permita el paso de vehículos y personal hacia la locación, tratando de minimizar el impacto ambiental.</p>	<p>-Descapote y desmonte.</p> <p>-Cortes y excavaciones.</p> <p>-Estabilización de taludes.</p> <p>-Extracción de material de cantera para sub-base y afirmado.</p> <p>-Construcción de obras necesarias.</p> <p>-Construcción de botaderos</p> <p>-Movilización de maquinarias y equipos.</p>
<p>Construcción de la locación.</p>	<p>Adecuación de una superficie plana para la ubicación de los diferentes equipos necesarios para la realización de la prueba sísmica.</p>	<p>-Remoción de suelo y cobertura vegetal.</p> <p>-Explanación, rellenos y terraplenes.</p> <p>-Disposición de sobrantes</p> <p>-Construcción del campamento.</p>
<p>Desarrollo del proceso.</p>	<p>Se debe contar con un grupo interdisciplinario de profesionales: jefe de grupo, geólogo, peritos, perforadores, cargadores y ayudantes de jarras.</p>	<p>-Ubicación de equipos.</p> <p>-Perforación de los hoyos de disparo.</p> <p>-Colocación y detonación de las cargas explosivas.</p>

ETAPA	DESCRIPCIÓN	ACTIVIDAD
Desmantelamiento y restauración del área afectada.	Restaura las áreas afectadas, que incluye la recuperación ambiental y paisajista del sitio.	-Levantamiento de las instalaciones. -Retiro de equipos y materiales. -Remoción de desechos y escombros. -Aplicación de controles de erosión.

Fuente: Manejo ambiental para campos petroleros en los procesos de exploración, perforación y producción de hidrocarburos, Bucaramanga 2005.

Restricciones de la sísmica ³⁴

La sísmica genera ciertos impactos que afectan al medio ambiente y a la comunidad que se encuentra alrededor de la zona de interés, y debido a esto se tienen ciertas restricciones para evitar algunos de estos daños. Antes de iniciar el trabajo es importante evaluar la estabilidad del terreno.

Existen algunas áreas ecológicamente sensibles, y para esto no es recomendable localizar ni perforar pozos en pendientes mayores a 45 grados, está prohibida la utilización de cargas en ríos, lagos y lagunas, se permite la exploración, siempre y cuando se utilicen otras tecnologías como pistola de aire o un equivalente.

En la tabla xxxx se muestran algunos datos generales de los requerimientos para llevar a cabo la sísmica.

³⁴ HARMAN Juan Felipe, la sísmica impacto ambiental de la industria petrolera, Bogotá 2013

Tabla 11. Distancias mínimas para puntos de disparo en sísmica

SITIO	CARGA	DISTANCIA
Carreteras o acueductos municipales superficiales.	Todas	10
Lagunas, pozos de aguas y aljibes.	Todas	30
Oleoductos, gasoductos.	menos de 2kg	30
Pozos de agua.	2-4 kg	45
Residencias, viviendas.	6-8 kg	50
Estanques, vivienda en adobe, tanques de almacenamiento de hidrocarburos.	Todas	100
Barrancos, líneas de flujos, bocatomas, sin estructura de concreto, acueductos municipales enterrados, carretera pavimentada.	Todas	25
Tanques de agua, viviendas en material, bocatomas con estructuras en concreto.	Todas	20
Viviendas en madera.	Todas	50

Fuente: La sísmica. Impacto ambiental de la industria petrolera Bogotá 2013.

Manejo ambiental para las etapas de un proyecto de exploración sísmica ³⁵

- **Gestión ambiental de sólidos.** El manejo y la disposición de los residuos sólidos debe contar con recipientes señalizados por tipo de residuos para la separación adecuada y con una cuadrilla de limpieza de las líneas sísmicas, la cual será responsable por la recolección de los residuos abandonados en la trocha.
- **Gestión ambiental de líquidos.** Se debe evitar la contaminación de las aguas de escorrentía que escurren sobre el área donde se ha construido un campamento. Las aguas lluvias limpias que caen sobre el campamento

³⁵ Los Autores. Metodología para la implementación de un proyecto de exploración sísmica terrestre en Colombia, Bucaramanga 2013. Figura 17.

tendrán un sistema de manejo independiente que evite su contaminación, y serán dispuestas directamente al ambiente, para garantizar el correcto manejo de las aguas lluvias, especialmente en zonas de ladera.

Por otro lado las aguas residuales generadas se manejarán a través de redes independientes. Se tendrá una red para aguas negras y otra para la conducción de aguas grises con un respectivo programa de mantenimiento, el cual tiene algunas pautas generales para su manejo como no adicionar productos químicos o desinfectantes que inhiban la acción bacteriana y la extracción periódica de grasas y sedimentos de trampas y cajas de inspección.

El sistema de tratamiento de aguas para el campamento base se realizara por medio de una red de alcantarillado si existe en el área, en caso contrario se deberá instalar un pozo séptico, o utilizar una planta de tratamiento portátil.³⁶

- **Manejo ambiental de la perforación.** Todos los pozos que se perforen dentro del periodo de exploración y cuyo objetivo sea establecer la existencia y caracterización de un área comercial del yacimiento no convencional, serán clasificados como exploratorio. Se entiende que varios pozos exploratorios pueden perforarse de forma cercana en la misma unidad geológica de interés para generar interferencia entre ellos, siempre y cuando, se encuentren dentro de una misma área comercial.

Se deberá corazonar un pozo de cada tres exploratorios que se perforen en el área.

En etapa exploratoria exceptuando los pozos estratigráficos, se tomarán en la zona de interés como mínimo (3) pozos, los siguientes registros:³⁷

³⁶ Ibid, p 6.11-6.12.

³⁷ Ministerio de Minas y Energía, resolución 180742, artículo 6, 8. 2012

- Imagen
- Micro sísmica
- 5% de corazones y/o muestras

Para prevenir la ocurrencia de impactos ambientales asociados a la perforación de los pozos tales como la generación de inestabilidades o la contaminación del agua o del suelo para la colocación de cargas, se debe evaluar la estabilidad del terreno, con el fin de reubicar puntos de disparo y/o decidir el tipo de equipo a emplear. No se debe localizar ni perforar pozos en pendientes mayores a 45 grados y las distancias mínimas a las fuentes de agua, a las cuales se puede perforar pozos para detonar cargas explosivas para nacederos son 100 metros y para corrientes y cuerpos de agua superficiales 30 metros. Los cambios de aceite de los motores se harán preferiblemente en los campamentos, evitando los derrames en tierra.³⁸

3.1.2 Exploración profunda Se realiza en zonas que se consideran favorables, mediante la perforación de pozos profundos:

3.1.2.1 Perfilaje de pozos El perfilaje de pozos es una actividad muy importante dentro de la exploración y producción de hidrocarburos, la cual consiste en la toma y monitoreo de los perfiles o registros del pozo. La importancia del perfilaje de pozos radica en que se puede localizar y evaluar los yacimientos de hidrocarburos, brindando información acerca de los fluidos presentes en los poros de las rocas.

³⁸ Ibid, p 6.24-6.25.

3.1.2.1.1 Perfilaje eléctrico. Determina la conductibilidad eléctrica de las distintas capas, mediante electrodos que se bajan a distintas profundidades en un pozo de exploración para determinar si hay presencia de hidrocarburos.³⁹

3.1.2.1.2 Perfilaje geoquímico. Luego de pasar por una zaranda los desechos que llegan a la superficie con los barros son separados y estudiados por químicos en busca de vestigios de hidrocarburos en las capas profundas del subsuelo y fósiles asociados a capas en las que es posible la existencia de petróleo.

3.1.2.1.3 Perfilaje térmico. Efectuado con termómetros de máxima y mínima, a distintas profundidades, que diferencia las capas por sus conductibilidades térmicas. Al fluir distintos elementos por el pozo el gradiente de presión se modifica.

3.2 PERFORACIÓN DE POZOS HORIZONTALES

La manera exacta de saber si se puede extraer petróleo es mediante extensos datos sísmicos recopilados y posibles trampas o estructuras favorables establecidas para el almacenamiento de hidrocarburos.

Una vez llevado acabo los estudios correspondientes se toma la decisión del sitio donde perforar el pozo; en donde el tipo de perforación es variable, dependiendo de la región y de la profundidad a la cual se encuentra la estructura geológica o formación seleccionada con posibilidades de contener petróleo.

Los yacimientos no convencionales, tienen que ver con fuentes de petróleo y gas que implica grandes dificultades para su explotación. El desarrollo de estos

³⁹ GEOFISICA Perfilaje eléctrico [en línea] disponible en: <http://geofisica/metodos-electricos-de-prospeccion/teoria-1/perfilaje-electrico>

yacimientos requieren experiencia, grandes esfuerzos de planeación, mejores diseños y tecnologías, actualmente existen dos tecnologías que funcionan de manera complementaria: la perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico, las cuales han permitido una explotación eficiente de este tipo de yacimientos.⁴⁰

El ingeniero de perforación y la comunidad que se encuentra presente en zonas aledañas en donde se va a llevar a cabo el desarrollo de la operación, deben estar íntimamente familiarizado con las prácticas de estas perforaciones en el área de interés.

El objetivo es establecer los lineamientos básicos para el manejo ambiental de las actividades de perforación de pozos no convencionales y fracturamiento hidráulico, en sus etapas de desarrollo.

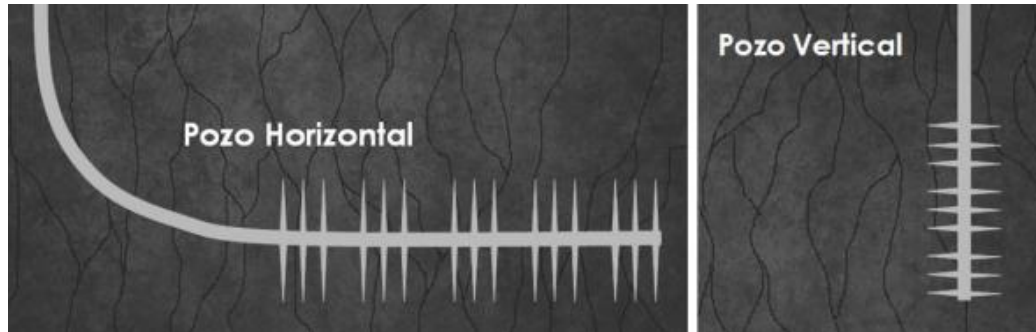
Hoy en día, la tecnología en pozos horizontales se aplica con más frecuencia y en diversos tipos de formaciones, debido a sus principales ventajas, esta se puede operar fácilmente, porque permiten:

- Interceptar mayor número de fracturas naturales.
- Explotar formaciones de bajo espesor.
- Mayor productividad del pozo, debido a que aumenta el área de drenaje de la formación productora.
- Facilitar la recuperación de crudos pesados mediante métodos EOR.

⁴⁰ RAMÍREZ Edward y CASA Diego Jorge. Evaluación de modelos IPR para el análisis en la productividad en pozos horizontales de aceite con múltiples fracturas hidráulicas. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos Bucaramanga: Universidad industrial de Santander. Facultad de fisicoquímica, 2013, 23 P.

- Combinados con fracturamiento hidráulico, permite la recuperación de yacimientos no convencionales de aceite y gas.

Figura 12. Intercepción de fracturas en pozos horizontales

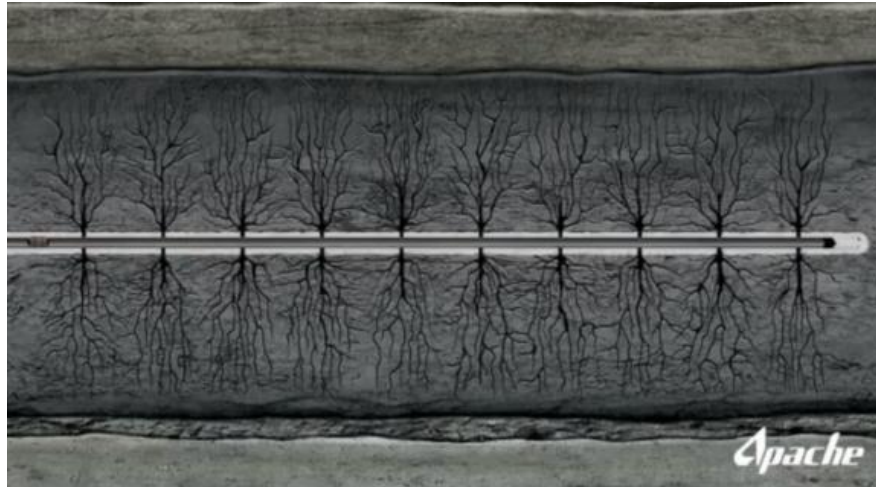


Fuente: Tomado y modificado de FAISAL N. ALENEZI. Development of Type Curves for Gas Production from Hydraulically Fractured Horizontal Wells in Unconventional Reservoirs. West Virginia 2011.

Las aplicaciones de fracturamiento hidráulico permiten estimular la producción en pozos maduros de tipo convencional o formaciones no convencionales. La idea principal de fracturamiento hidráulico es crear una trayectoria de flujo altamente conductora que se extiende mucho más allá de cualquier zona de daño alrededor del pozo y que permita drenar el líquido de las partes intactas del yacimiento.⁴¹

⁴¹ RAMÍREZ Edward y CASADIEGO Jorge op. Cit. Pág. 26.

Figura 13. Fracturas hidráulicas en un pozo horizontal



Fuente: Apache Corp. Turn Key Oil Education Oil & Gas.

3.2.1 Clasificación de los proyectos de perforación. Los proyectos de perforación de pozos pueden clasificarse en tres grupos, en la figura se muestra los diferentes tipos de perforación dependiendo del área nueva, la existente o los que cuentan con licencias ambientales.

Figura 14. Tipos de perforación



Fuente: Ministerio de Medio Ambiente (MMA).

Los pozos en yacimientos no convencionales se clasifican como exploratorios y de desarrollo. Los pozos exploratorios son todos aquellos que se perforan dentro del periodo de exploración y los pozos de desarrollo son los perforados en el periodo de explotación. Los pozos estratigráficos son profundos y se perforan con el propósito de reconocimiento y muestreo de la columna estratigráfica, sin objetivo hidrocarburífero.

Registros y muestreo para pozos en Yacimientos No Convencionales.⁴²

En todos los pozos para yacimientos no convencionales deberán tomarse como mínimo los siguientes requisitos en la sección vertical:

⁴² Ministerio de Minas y Energía, resolución 180742, artículo 6, 8. 2012.

- Rayos Gamma
- Densidad – Neutrón
- Resistividad
- Potencial Espontáneo
- Temperatura

En la sección horizontal del pozo como mínimo se tomarán registros de Rayos Gamma.

Para iniciar la perforación de un pozo, previamente se debe solicitar y obtener permisos diligenciando el permiso para perforar. Este será válido por un periodo de tres (3) meses contados a partir de la fecha establecida para iniciar la perforación. Para la perforación de uno o varios pozos de desarrollo se puede solicitar y obtener en un solo tramite los permisos diligenciados para perforar cada pozo y presentando un programa global para la perforación.⁴³

3.2.2 Programa global de perforación horizontal⁴⁴ Para la perforación de uno o más pozos, la compañía operadora podrá requerir permisos a través de una sola solicitud, presentando un programa general para la perforación.

Este requerimiento debe incluir, junto con el permiso para el inicio de perforación, la siguiente información:

- Nombre del contrato.
- Nombre de los pozos.
- Coordenada Norte, Este de superficie.
- Coordenada Norte, Este de fondo.
- Fecha aproximada de inicio de perforación.

⁴³ Ministerio de Minas y Energía, resolución 181495, artículo 12, 2009.

⁴⁴ Ministerio de Minas y Energía, resolución 180742, artículo 12, 2012.

- Elevación del terreno sobre el nivel del mar.
- Distancia en superficie del pozo al lindero más cercano (metros).
- Distancia en fondo del pozo al lindero más cercano (metros).
- Profundidad vertical total aproximada (pies).
- Profundidad desviada total aproximada (pies).
- Formación y/o formaciones objetivo.
- Equipo de perforación.
- Tubería(s) de revestimiento, incluyendo diámetro(s) de pozo(s), diámetro(s) de revestimiento, profundidad(es) en pies, tope(s) del cemento.
- Programa direccional detallado con profundidades y coordenadas desde superficie hasta el fondo de cada uno de los pozos.

3.2.3 Planificación ambiental del proyecto Esta herramienta tiene como objetivo considerar posibles resultados antes de comprometer el desarrollo del proyecto. En este contexto, se identifican de manera general tres tipos de actividades: el uso productivo de los recursos biofísicos, el uso de los recursos naturales para proteger la belleza del paisaje y la vida silvestre.

A continuación se desarrollan los aspectos y criterios relevantes para la planificación ambiental de los proyectos de perforación de pozos:⁴⁵

1. Debe existir siempre un estudio de carácter regional que enmarca la planificación ambiental de la perforación de pozos en el área de interés.
2. Los estudios ambientales son de naturaleza analítica, identificando factores, elementos, variables e indicadores que directa o indirectamente tengan que ver con las actividades de perforación en la generación de posibles impactos.

⁴⁵ Guía de manejo de perforación de pozos de petróleo. (MMA)

3. La información del estudio regional debe entenderse como básica; el PMA requiere de su complementación con información primaria.
4. La obtención de la información sobre el área de estudio requiere de métodos y procedimientos que deben incluirse en el estudio regional y en el PMA del pozo.
5. La información procesada, sistematizada y analizada del aspecto social perteneciente al área de estudio, debe cruzarse con la de los aspectos físicos y bióticos para que de su análisis integral pueda precisarse el diagnóstico y la zonificación ambiental.
6. El proyecto es sujeto de cambios, como los sistemas ambientales, y llegará a ser parte de los mismos.
7. Los estudios ambientales son un trabajo de equipo multidisciplinario, y no la construcción de un documento que se vuelve la sumatoria de partes aisladas.
8. El resultado esperado es un análisis integral de la planeación ambiental de las actividades de perforación en el área de estudio.

Tabla 12. Niveles de participación ciudadana

Estamento Comunitario	Etapas de aplicación	Formalización
Autoridades regionales y locales.	Previa y durante la ejecución del estudio.	Correspondencia, agendas de trabajo y constancias del caso.
Ciudadanos y comunidades organizadas.	Durante el proceso de elaboración del estudio.	Levantamiento de actas con las firmas del caso, documentos filmicos o fotográficos en lo posible.
Comunidades étnicas.	Durante el proceso de	Actas con las firmas del

Estamento Comunitario	Etapa de aplicación	Formalización
	elaboración del estudio y previa a la decisión de otorgamiento o no de la Licencia Ambiental por parte del Ministerio del Medio Ambiente.	caso, documentos fílmicos o fotográficos en lo posible.

Fuente: Ministerio de Medio Ambiente (MMA).

3.2.4 Indicador ambiental para la perforación de pozos horizontales ⁴⁶ Como se trata de medir el logro de los objetivos y metas del proyecto, es decir, el desempeño ambiental de la actividad, los indicadores de gestión deben relacionarse principalmente con:

- a) La eficiencia del uso de los recursos naturales comprometidos por el proyecto, medida en términos de cantidad o de cambios en la calidad.
- b) La minimización de residuos, entendida como la disminución de la cantidad que va a disposición final o el mejoramiento de la calidad.
- c) La reducción de los impactos ambientales no previstos.
- d) La atenuación de las características de magnitud, permanencia, etc. de los impactos ambientales significativos establecidos en el EIA.
- e) El mantenimiento de la calidad de las relaciones proyecto - comunidad.

⁴⁶ Guía de manejo de perforación de pozos de petróleo. (MMA)

Tabla 13. Indicador ambiental a la perforación de pozos

ACTIVIDAD DEL PROYECTO	INDICADOR SUGERIDO	CRITERIO DE ÉXITO (SUGERIDO)
Planificación ambiental del proyecto.	Plan operativo escrito, en documento aprobado por el propietario del proyecto, incorporado al contrato de construcción.	Definición del compromiso contractual en relación con el PMA y el plan operativo.
	Presupuesto solicitado / Presupuesto aprobado.	Un valor de 1 en la relación.
Concertación con propietarios (permisos de paso y servidumbre)	No. De permisos firmados / No. De predios a intervenir durante la ejecución del proyecto.	Ambos indicadores deben ser iguales a la unidad, ya que no se deben intervenir predios sin permiso del propietario.
	No. De predios intervenidos con permiso / No. Total de predios a intervenir.	
Capacitación del personal.	No. De personas capacitadas / Personal total empleado.	El indicador debe ser igual a la unidad, pues se ha dispuesto que todo el personal debe capacitarse.
Construcción de campamentos.	Área total ocupada / No. Campamentos construidos.	Valores pequeños indican que Optimización en la ocupación del espacio.
	Has. Deforestadas / No. Campamentos construidos.	Valores pequeños indican alta utilización de espacios abiertos (Uso de áreas desforestadas).
Utilización de recursos naturales.	Agua captada (lts/seg) / Flujo autorizado en la concesión de aguas (lts/seg).	Bueno: 1; Excelente: Valores inferiores a la unidad.
Gestión social.	No. De demandas y acciones judiciales.	Excelente: 0.
	Informes negativos / Informes positivos de veedurías ciudadanas.	Excelente: Valores inferiores a la unidad.

Fuente: Ministerio de Medio Ambiente (MMA).

3.2.5 Etapas del proyecto de perforación de pozos horizontales. En esta sección se presenta la descripción de las actividades para cada una de las etapas

de perforación. Se inicia acondicionando el terreno y luego de acuerdo con la profundidad proyectada del pozo, las formaciones que se van a atravesar y las condiciones propias del subsuelo, se selecciona el equipo de perforación más indicado.

Cualquiera que sea el momento en que se hace la perforación, o el tipo de pozo, las actividades y su secuencia de ejecución son aproximadamente las mismas

Las etapas que se desarrollan para un proyecto de perforación son:

3.2.5.1 Planeación.⁴⁷ Esta sección se ocupa de la metodología recomendada para seleccionar la mejor alternativa de localización. La determinación adecuada de la localización de pozos en superficie, es el punto de partida para causar menos impactos ambientales.

La localización del pozo se establece con base en los resultados de la exploración sísmica, los cuales determinan el objetivo geológico que debe ser alcanzado con la perforación y definen coordenadas superficiales.

Después de haber recopilado todos los datos, el ingeniero encargado de la operación debe realizar un diseño preliminar de la perforación, la conveniencia de construir la vía de acceso, se determina la tecnología de perforación y el diseño del pozo.

Para llevar a cabo la mejor localización, una vez se ha elegido el sistema de perforación debe determinarse la planificación ambiental y para esto se debe tener en cuenta varios factores tales como:

- Elaboración de los estudios necesarios para identificar los riesgos ambientales y sociales que acompañan el desarrollo de la actividad

⁴⁷ Guía de manejo de perforación de pozos de petróleo. (MMA)

- Compatibilización de los objetivos de aprovechamiento de los hidrocarburos y de preservación de los recursos naturales
- Definición de criterios para el diseño del proyecto

Tabla 14. Criterios ambientales para la localización de pozos petroleros

Actividad del proyecto	Descripción
Topografía y facilidades constructivas	Mínimo movimiento de tierras: <ul style="list-style-type: none"> •Preferir áreas planas. •Construir en terrazas cuando se trate de áreas quebradas.
Estabilidad y capacidad portante del terreno.	Utilizar: <ul style="list-style-type: none"> •Áreas no sujetas a riesgos de movimientos en masa o a riesgos naturales no controlables mediante obras de estabilización. •Terrenos donde la capacidad portante sea suficiente para soportar el equipo.
Disponibilidad de área y ocupación del espacio.	<ul style="list-style-type: none"> •Minimización del espacio ocupado, mediante la definición previa de un Plan de Ocupación.
Características bióticas e importancia ecológica del área.	<ul style="list-style-type: none"> •No se podrá ubicar pozos en las áreas de exclusión que indique la zonificación de manejo ambiental. •Utilizar preferiblemente áreas intervenidas y de uso pecuario. •En áreas boscosas, evitar, en lo posible, la construcción en bosque primario o selva virgen. •Los nacimientos de agua o los cauces de corrientes superficiales no constituyen alternativas de localización. •La distancia del pozo a un cuerpo de agua no será inferior a 10 m.

Fuente: Ministerio de Medio Ambiente (MMA).

El diseño del proyecto debe incorporar los resultados de los estudios ambientales como la zonificación de manejo ambiental, que determina las áreas susceptibles de intervención y las condiciones en que ésta es posible y el PMA.

Una vez listo el diseño del proyecto con los resultados de los estudios, se realiza la ejecución de los trámites necesarios para la obtención de la Licencia Ambiental y de los permisos que autorizan el uso o aprovechamiento de los recursos naturales.

Para el desarrollo de esta etapa se deben incluir las siguientes actividades:

Tabla 15. Actividades para el desarrollo de la etapa de planeación

• Definición de la localización del pozo
• Definición del tipo de acceso que se puede implementar
• Planificación ambiental de la actividad
• Trámite de la licencia ambiental o de aprobación del PMA
• Gestión social

Para llevar a cabo las actividades para una buena planeación se deben tener en cuenta una serie de factores como:

- Determinar la naturaleza de la estructura a utilizar.
- Determinar si el acceso al lugar de operaciones está plenamente determinado o si por el contrario hay necesidad de construir carreteras que permitan el transporte tanto de equipos como de personal.
- Establecer la existencia de agua necesaria en cercanías de las locaciones de interés tanto para operaciones industriales como para el consumo humano.
- Construcción de piscinas de desechos.

3.2.5.2 Construcción.⁴⁸ Esta etapa consiste en construir y/o adecuar una vía de acceso que permita el paso de vehículos y personal hacia la locación, la construcción de una superficie plana para la ubicación y almacenamiento de los equipos necesarios para la perforación, tratando de minimizar el impacto ambiental.

La construcción de la vía consiste en desarrollar las obras necesarias, tales como drenajes, alcantarillas, cruces por quebradas, cunetas, para controlar los procesos erosivos producidos por la remoción de cobertura vegetal y el agua de escorrentía sobre la banca.

Para el desarrollo de esta etapa son necesarias las siguientes actividades:

Tabla 16. Actividades para el desarrollo de la etapa de construcción

• Descapote y desmonte
• Cortes y excavaciones
• Estabilización de taludes
• Extracción de material de cantera para sub -base y afirmado
• Construcción de obras necesarias
• Movilización de maquinarias y equipos

Las actividades que mayor grado de incidencia pueden ejercer sobre el entorno son:

- Remoción de suelo (descapote) y cobertura vegetal (desmonte)
- Excavaciones y construcción de taludes y bermas
- Explanación, rellenos y terraplenes
- Disposición de sobrantes

⁴⁸ ROZO CORREA Javier y MENESES ROMERO John. Manejo ambiental para campos petroleros en los procesos de exploración, perforación y producción de hidrocarburos. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad industrial de Santander. Facultad de fisicoquímica, 2005, P. 55,56, 57.

- Construcción del campamento, piscinas, campo de infiltración y pozo séptico
- Movilización y montaje de equipos y maquinaria

Y por último se requiere de la construcción de una superficie para el almacenamiento de algunos de los equipos necesarios para la perforación, que necesitan ser removidos o cambiados con cierta frecuencia y la adecuación de las áreas donde se montaran los equipos en uso.

Para el desarrollo de esta etapa se deben incluir las siguientes actividades:

- Vía de acceso (en el caso de ser conveniente)
- Construcción de la localización del pozo
- Gestión social
- Gestión de residuos
- Monitoreo y seguimiento

Tabla 17. Actividades principales de vías y localización (construcción o adecuación).

VIAS Y LOCALIZACION (Construcción o adecuación)	
Obras	Descripción
Movilización	Transporte de personal, maquinaria y equipo al sitio de la obra
Localización y replanteo (trocha y topografía)	Concreción sobre el terreno de los diseños preliminares de obras a construir
Instalación de campamentos	Adecuación de áreas y construcción e instalación facilidades temporales de apoyo
Desmante y descapote	Remoción de la cobertura vegetal y del suelo en las áreas donde se proyecta construir
Corte y relleno; movimiento de tierras	Conformación de las superficies de trabajo para la vía o para la localización de pozos, instalaciones, etc.

VIAS Y LOCALIZACION (Construcción o adecuación)	
Obras	Descripción
Obras para manejo de drenajes	Construcción de cunetas, alcantarillas, etc. para manejo de la escorrentía y protección de las obras civiles
Explotación, transporte y uso materiales de construcción	Extracción de materiales de cantera o de préstamo, requeridos por la obra
Estabilización de taludes	Ejecución de las obras de geotecnia o de revegetalización necesarias para garantizar estabilidad de la construcción
Restauración y abandono	Limpieza de áreas, cierre de obras y retiro de personal, equipo y maquinaria utilizado en la construcción
Preparación de bases para equipos de perforación	Construcción de plataformas, redes de drenaje, cubiertas, etc. para ubicar equipos utilizados en la perforación
Adecuación de áreas para instalaciones de apoyo	Planta eléctrica, almacenamiento de combustibles, captación de agua, redes de energía, saneamiento básico
Construcción y adecuación facilidades para tratamiento o disposición de residuos	Fosa para cortes; piscinas de lodos; relleno sanitario, etc.

Fuente: Ministerio de Medio Ambiente (MMA).

3.2.5.3 Operación En las explotaciones no convencionales a menor porosidad y permeabilidad del tipo de roca, más complejas y agresivas son las técnicas requeridas para extraer el hidrocarburo y la tecnología tradicional de perforación es complicada en este tipo de yacimiento. Además las fracturas naturales que puede poseer esta roca son beneficiosas generalmente, pero no proveen trayectorias de permeabilidad suficiente para soportar la producción comercial.

Por lo tanto, es necesario utilizar la perforación horizontal o dirigida y el fracturamiento hidráulico, pero no solo se debe tener en cuenta las tecnologías

para extraer el recurso sino que además debe considerar las condiciones ambientales.⁴⁹

Perforación. El proceso de perforación se enfoca primero en proteger zonas acuíferas bajo la tierra. Cuando se ha completado la perforación con una pequeña cantidad de agentes lubricantes hasta la zona de aguas subterráneas, se prosigue a revestir y cementar herméticamente para formar la barrera entre el pozo y la tierra.

Después de perforar verticalmente hasta una profundidad un poco por encima de la formación, la broca puede entonces iniciar su cambio de dirección, que generalmente con respecto a la vertical es mayor a 80° y se proyecta más de 100 pies para entrar dentro de la formación empujando de manera horizontal, esto permite la extracción de grandes cantidades de hidrocarburos de un solo pozo, aproximadamente 4000 veces mayor que la drenada por un pozo vertical.⁵⁰

Finalizadas las tareas de perforación y desmontado el equipo, se procede a la terminación y re-equipamiento del pozo que consiste en una serie de tareas que se llevan a cabo mediante el empleo de una unidad especial que permite el ensayo y posterior puesta en producción del mismo.⁵¹

Tabla 18. Actividades para el desarrollo de la etapa de operación

• Perforación, disposición de cortes de perforación
• Residuos sólidos, residuos líquidos
• Generación de volúmenes de crudo y/o gas
• Generación de emisiones atmosféricas por la incineración del crudo y del

⁴⁹ BLANCO, A., VIVAS, J. “Shale Frac, un acercamiento a esta nueva tecnología”, 2011

⁵⁰ Ministerio de Minas y Energía, resolución 90341, artículo 4, 2014.

⁵¹ ROZO CORREA Javier y MENESES ROMERO John. Manejo ambiental para campos petroleros en los procesos de exploración, perforación y producción de hidrocarburos. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad industrial de Santander. Facultad de fisicoquímica, 2005, P. 55,56, 57.

gas
<ul style="list-style-type: none"> • Abandono del campamento o instalación de infraestructura de producción • Instalación de la tubería de revestimiento, cementación e instalación del cabezal del pozo

Prohibición de la perforación

Ningún pozo podrá ser perforado a menos de las siguientes distancias, sin permiso especial del Ministerio de Minas y Energía.

- Cien (100) metros entre la proyección vertical del fondo del pozo a superficie y al lindero del área contratada.
- Cien (100) metros de cualquier instalación industrial.
- Cincuenta (50) metros de oleoductos y gasoductos.
- Cincuenta (50) metros de los diversos talleres, calderas y demás instalaciones en uso.
- Cien (100) metros de las casas de habitación.
- Cincuenta (50) metros de las líneas de transmisión eléctrica para el servicio público.

A continuación se muestra una serie de tablas en donde se evidencian las actividades principales de operación:

Tabla 19. Montaje de equipo

MONTAJE DE EQUIPO	
Componente	Descripción
Movilización.	Transporte de personal, taladro, maquinaria y equipo al sitio de la perforación.
Instalación de campamentos.	Adecuación de áreas y construcción e instalación facilidades temporales de apoyo.
Movimiento de materiales.	Transporte y acarreo de materiales (aditivos, material de lodo de perforación, combustible entre otros).
Instalación y prueba de facilidades de apoyo.	Montaje de la planta eléctrica, planta de tratamiento de aguas, bomba entre otros.

Fuente: Ministerio de Medio Ambiente (MMA).

Tabla 20. Operaciones de perforación

OPERACIONES DE PERFORACIÓN	
Componente	Descripción
Preparación de lodo.	Mezcla de componente de lodo de perforación.
Tratamiento de cortes y recirculación lodo.	Separación de cortes y recuperación de lodo para que puede ser reutilizado en el proceso.
Manejo de materiales.	Manejo de la tubería y componentes del lodo de perforación.
Uso de los recursos naturales.	Agua y energía para la perforación y actividades de apoyo al proyecto.

Fuente: Ministerio de Medio Ambiente (MMA)

Tabla 21. Gestión de residuos

GESTIÓN DE RESIDUOS	
Componente	Descripción
Gestión ambiental de aguas residuales.	Tratamiento, recirculación y disposición de las aguas residuales.
Gestión ambiental de residuos sólidos.	Ejecución del plan previsto en la planificación ambiental.
Control de emisiones a la atmósfera.	Mantenimiento y verificación periódica de equipos de combustión.

Fuente: Ministerio de Medio Ambiente (MMA).

Tabla 22. Prueba de producción

PRUEBA DE PRODUCCIÓN	
Componente	Descripción
Preparación de la prueba.	Planificación, identificación de necesidades y suministro de facilidades a la prueba.
Control de emergencias.	Administración de plan de emergencia.
Tratamiento y disposición de residuos.	Gestión de residuos sólidos, líquidos y emisiones generados por la prueba de pozo.

Fuente: Ministerio de Medio Ambiente (MMA).

Fracturamiento hidráulico.⁵² El fracturamiento hidráulico es el proceso de usar fluido a alta presión compuesto principalmente por agua y arena, y por ciertos componentes químicos, con el fin de abrir los poros de la roca y permitir que las fracturas permanezcan abiertas para que salga el hidrocarburo al pozo.

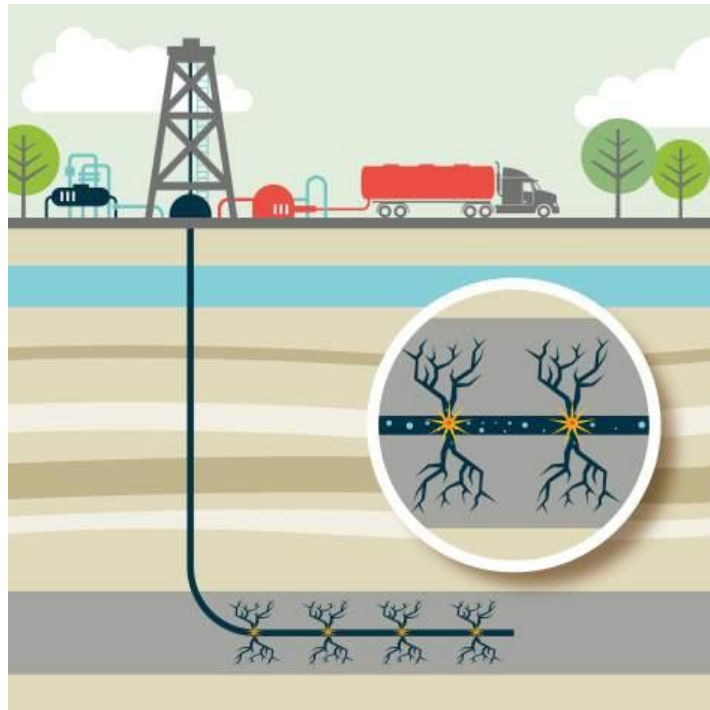
Para llevar a cabo la operación de fracturamiento se debe probar que todos los equipos se encuentren en buenas condiciones, el proceso de fractura hidráulica se inicia con el tramo horizontal que es dividido en varias etapas independientes.

Cada etapa es fracturada alrededor de 15 veces consecutivas y cada una con aditivos específicos. Por lo tanto cada pozo es sometido a un gran número de fuertes compresiones y descompresiones que ponen a prueba la resistencia de los materiales y la correcta realización de la cementación, de las uniones, del sellado, etc.

Una vez alcanzado el estrato deseado se utilizan explosivos para crear pequeñas grietas alrededor del orificio de producción.

⁵² VESGA Jeniffer. Efectos ambientales del shale gas. Trabajo de grado ingeniero de petróleos. Bucaramanga: Universidad industrial de Santander. Facultad de fisicoquímica, 2013, 27 P.

Figura 15. Proceso general de fracturamiento hidráulico



Fuente: FCEDEBATE Independencia energética en un contexto dinámico y si hablamos en serio de flacking <http://www.fcedebate.wordpress.com/2014/08/24/independencia-energetica-en-un-contexto-dinamico-y-si-hablamos-en-serio-del-fracking/>.

Con la fractura hidráulica se generan estas pequeñas grietas, las cuales se extienden por varios cientos de metros debido a la elevada presión con que entra el fluido inyectado.

El agua que se utiliza para la fractura hidráulica es transportada hasta el sitio del pozo que normalmente es el 98% del fluido inyectado donde se mezcla cuidadosamente con un agente de apuntalamiento (arena) y el 2% son productos químicos que sirven para mantener la fractura formada abierta. Puede tomar varios días completar el proceso de estimulación, y requiere una vigilancia continua para garantizar la seguridad de los trabajadores y la protección del medio ambiente.

Otra fase del proceso es la gestión del fluido de retorno que emerge a la superficie junto al hidrocarburo y que puede oscilar entre el 15 y el 80% del líquido inyectado. La parte no recuperada del fluido permanece en el subsuelo desde donde podría migrar hacia la superficie o hacia los acuíferos. El fluido es altamente tóxico y sigue emergiendo en cantidades menores durante un período prolongado.⁵³

Por ello algunos miembros de algunas compañías se comprometen a trabajar con los municipios y el Departamento a presentar un plan de manejo ambiental que contenga propuestas sobre la fuente de agua a ser utilizada, las operaciones de construcción y perforación, además de algunas garantías ambientales como control del polvo, controles para proteger los recursos superficiales y subterráneos de agua, entre otros.

3.2.5.4 Desmantelamiento y restauración del área afectada Esta etapa tiene como objetivo la recuperación ambiental y paisajista del sitio teniendo como base las posibles acciones de recuperación, el seguimiento de su eficacia en el tiempo y lo que implica la visita periódica al sitio de perforación, todas las veces que sea necesario, y contornear la propiedad para garantizar la plena recuperación del área.

Las actividades que se realizaran en esta etapa son las siguientes:

Tabla 23. Actividades para el desarrollo de la etapa de desmantelamiento y restauración del área afectada

• Desmantelamiento de instalaciones
• Reconocimiento y saneamiento de pasivos ambientales
• Evaluación ex-post

⁵³ Ibid

Tabla 24. Planificación y ejecución del abandono

PLANIFICACIÓN Y EJECUCIÓN DEL ABANDONO	
Componente	Descripción
Elaboración plan de abandono	Establecer un plan que permita el desmonte progresivo de la operación y la salida ordenada del proyecto
Desmantelamiento de instalaciones	Descontaminación de instalaciones, desmonte, evacuación y gestión de los residuos
Limpieza final del área	Retiro de materiales y residuos de las áreas ocupadas por la actividad
Gestión de residuos	Manejo, tratamiento y disposición final de residuos generados por el desmantelamiento
Identificación y saneamiento del pasivo ambiental	Inventario de pasivos y elaboración y ejecución de un plan para el saneamiento
Clausura de sistemas de tratamiento de residuos	Tratamiento (final) de desechos y cierre de los sistemas instalados para el servicio del campo
Restauración áreas afectadas	Recuperación morfológica, paisajística y de la cobertura vegetal de las áreas intervenidas por la actividad

Fuente: Ministerio de Medio Ambiente (MMA).

Tabla 25. Manejo de las relaciones con la comunidad

Manejo de las relaciones con la comunidad	
Componente	Descripción
Elaboración del plan de desmonte de las relaciones.	Plan que permita el desmonte gradual y no traumático de las relaciones proyecto – comunidad.
Identificación y saneamiento de compromisos.	Los compromisos pendientes con la comunidad hacen parte del pasivo y deben satisfacerse antes del abandono.
Seguimiento	Evaluación de la evolución del clima social, para identificar efectos del abandono e implementar correctivos.

Fuente: Ministerio de Medio Ambiente (MMA).

Tabla 26. Evaluación Ex-post

EVALUACIÓN EXPOST	
Componente	Descripción
Investigación estado de recursos naturales	Determinación efectos residuales imputables a la actividad; planeación y ejecución de la recuperación
Determinación eficacia medidas de restauración; corrección	Seguimiento a la evolución y resultados de la restauración

Fuente: Ministerio de Medio Ambiente (MMA)

3.2.6 Manejo ambiental del proyecto.⁵⁴ La fase de operación en la perforación es importante en razón de la cantidad, características y diversidad de los elementos contaminantes con potencial para generar efectos ambientales en el área de influencia directa de la localización.

3.2.6.1 Localización y replanteo: Se delimita sobre el terreno las áreas a utilizar o intervenir de acuerdo con el dueño del proyecto, con el propósito de disminuir la afectación de los recursos naturales.

Criterios de manejo ambiental

- Todas las áreas a ocupar serán debidamente demarcadas utilizando señales con colores vistosos.
- El corte de vegetación se hará únicamente con herramientas manuales, limitándose estrictamente al ancho de la trocha (máximo de 1.2 m) y a las necesidades mínimas de espacio para desarrollar las actividades involucradas.

⁵⁴ Guía de manejo de perforación de pozos de petróleo. (MMA)

- Se deben delimitar todas las áreas sensibles a proteger como bosques, nacederos, bocatomas, viviendas, entre otras, que pueden verse afectadas por la construcción del proyecto.
- El material de corte se utilizará en lo posible para fabricar elementos de madera requeridos en el trabajo.
- No se permitirá la quema de vegetación o del material de corte.
- Se deberá colocar el material vegetal removido de la pica de forma que se evite la obstrucción de los cauces.
- El patrimonio cultural de la nación está especialmente protegido por la legislación colombiana.

3.2.6.2 Desmante y Descapote: Minimiza la afectación a los recursos naturales, promoviendo el aprovechamiento racional de los materiales de desmante y descapote y estableciendo medidas que permitan la conservación del suelo para su utilización en labores de restauración de las áreas afectadas.

Criterios de manejo ambiental

Desmante:

- Se deberá identificar los árboles de gran tamaño o de valor ambiental o cultural (según se establece en el Estudio de Impacto Ambiental y el PMA), los cuales en lo posible serán preservados.
- Se deberá programar la dirección de caída de los árboles (siempre en sentido longitudinal al eje de la vía) antes de iniciar el corte.

- La tala será manual, con motosierras y no con buldócer, para evitar daños a los suelos y a la vegetación cercana.
- La madera de los cortes será utilizada en lo posible en los trabajos requeridos por el proyecto (trinchos, formaletas, otros).

Descapote:

- Reconocer las diferentes calidades de suelo antes de su remoción con el fin de prever el almacenamiento según las condiciones edáficas.
- El retiro de la capa de suelo debe hacerse cuidadosamente para evitar su mezcla con sustancias peligrosas y minimizar la contaminación con suelo estéril, evitar su compactación y su pérdida por erosión hídrica o eólica.
- El suelo solo debe apilarse cuando sea impracticable una recuperación inmediata de las áreas intervenidas.
- El suelo almacenado debe ser protegido contra la acción erosiva del agua y el aire, y contra riesgos de contaminación.
- Las pilas de suelo deben orientarse de tal forma que se exponga la menor dimensión a la acción del viento.

3.2.6.3 Gestión ambiental de residuos sólidos: Establece criterios para la gestión ambiental de los residuos sólidos propios de la actividad de perforación, en sus diferentes etapas de desarrollo.

Mejoramiento de la calidad de los residuos

- La eliminación o la reducción de las características de peligrosidad del residuo mediante tratamientos físicos, químicos o biológicos antes de presentarlo para la disposición.
- La segregación de residuos para evitar que por la mezcla “se contaminen” unos con otros, o que se pierdan materiales reciclables o recuperables por deterioro de su calidad. Este concepto es particularmente válido en el manejo de residuos peligrosos.

Reducción de los residuos

Los proyectos deberán establecer y mantener un programa que permita identificar y capitalizar las oportunidades para prevenir la generación de residuos y para reducir la cantidad que va a disposición final.

La siguiente tabla señala que las alternativas para reducir residuos son múltiples, estableciendo así un mecanismo de análisis y una opción para reducirlo. Algunos de los residuos identificados son los siguientes:

Tabla 27. Identificación de oportunidades para reducción de residuos

IDENTIFICACIÓN DE OPORTUNIDADES PARA REDUCCIÓN DE RESIDUOS	
Residuo	Opciones para reducirlo
Lodos aceitosos	Recuperación del aceite antes de la disposición final del lodo
Suelos contaminados	- Mantenimiento preventivo equipos y tuberías. Reposición de equipos. - Diagnóstico ambiental (análisis de riesgos). - Procedimientos operación y

IDENTIFICACIÓN DE OPORTUNIDADES PARA REDUCCIÓN DE RESIDUOS	
Residuo	Opciones para reducirlo
	mantenimiento.
Chatarra	- Definición precisa de chatarra. - Recuperación de partes para reincorporarlas a la operación.
Llantas	- Devolución al proveedor. - Implementación de programas y acciones para aumentar la vida útil.
Tambores metálicos	Cambio presentación del producto (suministro a granel; envases reutilizables) o devolución de tambores al proveedor.
Batería (plomo y secas)	Devolución a proveedores para reciclaje - recuperación.
Residuos domésticos	Clasificación en la fuente.
Papel blanco oficinas	Racionalizar utilización del papel de escritura y de fotocopias.
Elementos de oficina (diferentes a papel)	Racionalización del uso; devolución a proveedores (cartuchos toner; cartuchos impresoras).
Empaques y envases reutilizables	Devolución al proveedor.
Envases no retornables de icopor, cartón y plástico para comidas en campo	Sustitución por elementos reutilizables.

Fuente: Ministerio de Medio Ambiente (MMA).

Tabla 28. Ilustración sobre alternativas para disposición de residuos sólidos

Residuos a disponer	Alternativas				
	Relleno sanitario	Incineración	Relleno seguridad	Biodegra.	Escombrera
Residuos orgánicos domésticos	X	X		X	
Residuos inorgánicos	X	X			

Residuos a disponer	Alternativas				
	Relleno sanitario	Incineración	Relleno seguridad	Biodegra.	Escombrera
no peligrosos					
Residuos peligrosos		X	X		
Lodos aceitosos		X	X	X	
Escombros de construcción					X

Fuente: Ministerio de Medio Ambiente (MMA).

3.2.6.4 Gestión ambiental de residuos líquidos: Establece criterios para la gestión ambiental de los residuos líquidos propios de los proyectos de perforación, en sus diferentes etapas de desarrollo.

3.2.6.4.1 Residuos líquidos típicos en proyectos de perforación La siguiente es una lista, no exhaustiva, de los residuos líquidos que acompañan a la perforación de pozos.

Tabla 29. Residuos líquidos en perforación

Residuo	Características
Aguas lluvias limpias	Aguas lluvias libres de contaminación con HCs o productos químicos
Aguas lluvias contaminadas	Aguas lluvias que han recibido contaminación con HCs, químicos, etc
Aguas residuales de la perforación de pozos	Aguas contaminadas con HCs, químicos, sólidos, residuos del subsuelo, etc.
Desechos líquidos de las pruebas de producción	Hidrocarburos líquidos extraídos durante la prueba
	Aguas de formación, separadas en las unidades de tratamiento de fluidos al hacer las pruebas de producción.

Residuo	Características
Aguas residuales domésticas	Aguas de servicios sanitarios, cafeterías, etc.
Aceites lubricantes gastados	Lubricantes de equipos y vehículos automotores generados por recambio
Aguas de lavado	Residuos lavado equipos, vehículos, pisos, áreas ind. Tienen sólidos y HCs o grasa
Residuos líquidos de laboratorio	Muestras de HCs, prod. químicos residuales, solventes, aguas contaminadas
Productos químicos	Químicos residuales o vencidos

Fuente: Ministerio de Medio Ambiente (MMA).

Manejo de lodos de perforación

Los lodos de perforación representan un riesgo para la calidad del entorno y para esto, se han fijado las pautas y los mecanismos para su manejo. Aunque existe una gran variedad de sistemas de lodos de perforación, a continuación se describirán principalmente a cuatro (4) que cubren la mayoría de los utilizados así:

- Lodo base agua, el cual incluye varias opciones de manejo ambiental en función de la sensibilidad del entorno y de la importancia ecológica del área de influencia.
- Lodo base aceite, considerado de mayor riesgo en virtud de sus propiedades y composición, por lo cual se recomienda minimizar su utilización.
- Lodo base KCl, el cual implica la necesidad de tratamiento para reducir la salinidad, así como la aplicación de solventes.

- Sistema de espuma, que usa espuma estable con detergentes químicos o polímeros, o un generador de espuma para transportar los cortes en una corriente de aire de movimiento rápido.

El manejo de los fluidos y desechos de perforación debe adelantarse en concordancia con las características del lodo y de las facilidades de tratamiento disponibles en el taladro. Sin embargo, los productos finales deben cumplir los parámetros y calidades establecidos por las autoridades ambientales correspondientes.

Bombas y tanques de lodo

- Las bombas y tanques de lodo se instalarán sobre superficie endurecida o impermeabilizada, que facilite el lavado y proteja las aguas freáticas.
- La zona donde se instalen estará rodeada de un canal perimetral que recoja los residuos del área y que la aisle de las áreas aledañas con el fin de evitar el incremento de los desechos a manejar.
- El efluente de la trampa descargará obligatoriamente sobre la primera piscina.
- De ser posible, las bombas se instalarán bajo cubierta. La cubierta deberá extenderse preferiblemente más allá del canal perimetral, de tal manera que se evite la contaminación de las aguas lluvias recogidas sobre la misma.

Criterios de manejo

Los criterios para definir el manejo ambiental de ripios y lodos son los siguientes:

- **Para el manejo de ripios:** Inyección por el anular, una vez terminados los trabajos de perforación, inyección en pozos no productores o abandonados, como relleno de las piscinas de lodos, solidificación y biodegradación.
- **Opciones del manejo de lodos:** Máxima reutilización del material en la perforación, descarga sobre piscinas cuando no sea posible la reutilización y tratamiento.
- **Manejo de aguas:** Envío a piscinas y tratamiento y vertimiento al ambiente.

3.2.6.4.2 Manejo de fluidos de fracturamiento hidráulico. Luego de que la fractura se ha realizado, se comenzará a producir agua junto con el gas o crudo producido. Una parte es fluido de fractura que retorna y otra, el agua de formación natural. No importa la procedencia: este retorno siempre debe ser controlado.

Las compañías operadoras buscan la forma de controlar el agua producida para proteger las fuentes de agua superficial y subterránea y de reducir la demanda futura de agua dulce. Estos grupos examinan los métodos tradicionales e innovadores para administrar, tratar y disponer el agua producida luego de las operaciones de fractura hidráulica.

Permanentemente se están desarrollando nuevas tecnologías de tratamiento que se suman a las aplicaciones de tratamientos ya existentes, que suelen ser efectivas, para tratar el agua producida y poder reutilizarla en una variedad de aplicaciones ambientales y revestidas.

Todos los componentes del fluido de fractura incluyendo el agua, arenas de fractura y aditivos químicos, deben ser administrados en forma adecuada en el sitio de trabajo antes, durante y después de la fractura y transportados desde la fuente de suministro hasta el punto final de tratamiento o disposición.

Idealmente, los componentes del fluido de fractura deberán mezclarse entre sí sólo cuando se los necesite. Los fluidos de retorno o flowback también se envían a tanques o piletas realizadas en tierra siguiendo normas

Administración y disposición del agua asociada con fractura hidráulica.⁵⁵

Según las normativas estadounidenses, en general, todos los fluidos, incluyendo los de fractura y flowback, deberían ser removidos de la locación una vez terminada la operación. Adicionalmente y en el caso de usarse lagunas artificiales, estas deben eliminarse luego de terminada la operación.

El agua utilizada en ciertos procedimientos de fractura suele disponerse de las siguientes formas:

- Es inyectada en pozos sumideros de acuerdo con reglamentaciones locales.
- Es transportada a plantas de tratamiento dependiendo de los permisos de cada zona (en ciertas regiones, el agua es tratada para remover los agentes apuntalantes, cumplir con los parámetros de calidad y luego volcada a la superficie).
- Recurso/reciclado.
- Otros usos industriales.
- Tratamiento in situ.

⁵⁵ TROMBETTA Juan Carlos. El agua en la explotación de yacimientos no convencionales. Petrotecnia. Agosto, 2012, 57 p.

Las opciones de disposición dependen de una variedad de factores, incluyendo la disponibilidad de zonas aptas para la inyección y la posibilidad de obtener permisos para hacerlo; la capacidad de tratamiento de las plantas y la habilidad del operador de obtener los permisos de descarga.

El uso de agua proveniente del flowback puede considerarse en otras aplicaciones, pero esto va a depender de las consideraciones de la locación. Una aplicación puede ser la perforación; otra podría ser la reinyección para operaciones de secundaria o incluso, preparar salmueras o nuevas operaciones de fractura. Lo cierto es que para cualquiera de estas potenciales aplicaciones, se requerirá de un tratamiento adecuado.

3.3 PRODUCCIÓN

Para dar inicio a la explotación de un determinado yacimiento no convencional, el contratista deberá solicitar a la Dirección de Hidrocarburos del Ministerio de Minas y Energía, el Inicio de explotación para cada uno de los yacimientos adjuntando la siguiente información:⁵⁶

- Declaración de Comercialidad radicada ante la Agencia Nacional de Hidrocarburos
- Geología del área
- Análisis de los resultados de las pruebas
- Diseño de las facilidades de producción

⁵⁶ Ministerio de Minas y Energía, resolución 180742, artículo 16, 2012.

- Mapa definitivo del área comercial
- Análisis del riesgo operacional.
- Licencia global ambiental y copia de las autorizaciones o aprobaciones correspondientes

3.3.1 Requerimientos para la producción. Los equipos de control, las facilidades de producción, el tratamiento y almacenamiento de hidrocarburos, las condiciones de los separadores, el aforo de los tanques, las distancias mínimas para la instalación de tanques, los diques para la contención de derrames, las características de las teas, las instalaciones eléctricas y todos los demás requerimientos necesarios para la producción serán reglamentados por el Ministerio de Minas y Energía.

En la etapa de producción, se establecen todas las herramientas necesarias y procedimientos que conlleva a la extracción comercial de los hidrocarburos. Se debe contar con personal de alto nivel académico con experiencia y líderes de la administración de operaciones, encargados de ejecutar procesos altamente tecnológicos. Aquí se limita la contratación por parte de la comunidad.

Los problemas en materia ambiental ocasionados por el desarrollo de la infraestructura necesaria, son muy similares a los generados en la etapa de perforación, teniendo en cuenta que mientras la duración de la etapa de perforación es temporal, la duración de la etapa de producción es mucho más extensa o permanente, de acuerdo a la vida productiva del campo.

A continuación se nombran las etapas en orden de ejecución que se desarrollan en un proyecto de producción:

3.3.2 Etapas del proyecto

3.3.2.1 Planeación Para planear la producción en un pozo se deben tener en cuenta la recopilación de todos los datos posibles relacionados: pruebas de pozo, potencial, presión en fondo, pruebas de productividad, determinación del nivel del fluido, medidas de temperatura, tipos de sistemas de levantamiento a utilizar (cuando sea necesario).⁵⁷

- **Pruebas de pozo:** Todo pozo en producción debe ser probado por lo menos una vez al mes, con una duración mínima de seis horas, con el fin de determinar los volúmenes y parámetros (GOR Y BSW) de los fluidos producidos, o siempre que cambien las condiciones operacionales, para efectos de detectar variaciones en la producción. El cambio en la frecuencia y duración de las pruebas y la utilización de otros métodos para su práctica, deben ser previamente aprobados por el Ministerio de Minas y Energía.
- **Presión en fondo:** Por lo menos cada seis (6) meses se debe realizar un programa de monitoreo de la presión a cada uno de los yacimientos de explotación o, en su defecto, se deben colocar sensores de fondo permanentes para el mismo efecto.
- **Prueba inicial de producción en yacimientos no convencionales:** Concluida la perforación, estimulación y terminación del pozo, el operador realizará una prueba inicial de producción. La prueba podrá tener una duración máxima de hasta cuarenta y cinco (45) días de producción de fluidos mientras se logran condiciones estables de flujo, sin perjuicio de los tiempos requeridos para toma de muestras, registros de presión y acondicionamiento del pozo.

⁵⁷ Ministerio de Minas y Energía, resolución 90341, 2014

- **Tipo de sistema de Levantamiento:** Para instalar o cambiar el levantamiento artificial, se debe justificar técnica y económicamente el sistema que se pretende utilizar y presentar un diagrama donde se muestren los equipos de fondo de pozo y superficie.

El ingeniero encargado de la operación debe realizar un bosquejo general sobre los objetivos del trabajo teniendo en cuenta una gran cantidad de factores entre los que se pueden enumerar los siguientes:

- Determinar el tipo de fluido que sale del yacimiento
- Determinar el tipo de tratamiento que se le debe dar al fluido
- Determinar el diseño y construcción de los equipos y tanques a utilizar
- Clase y costos de combustibles que se van a utilizar durante las operaciones de acuerdo a la disponibilidad de maquinaria.

3.3.2.2 Construcción de la Locación (Instalación de equipos y obras necesarias) Esta etapa consiste en la adecuación de una superficie plana para la ubicación de separadores, tanques de almacenamiento, tanques de tratamiento, piscinas y demás equipos necesarios para la producción.

Para el desarrollo del campo en la etapa productiva, gran parte de las obras realizadas durante la etapa de la perforación serán adecuadas de acuerdo a sus respectivos requerimientos.

Se deben establecer los lineamientos básicos para el manejo ambiental de la construcción de la explanación, originando modificaciones bastante notorias en el terreno, que requiere de la remoción de la capa vegetal, corte y relleno de gran cantidad de tierra, adecuación de la localización de cunetas, drenajes, y muros de contención para estabilizar taludes.

Las actividades que mayor grado de incidencia pueden ejercer sobre el entorno son:

- Remoción de suelo (descapote) y cobertura vegetal (desmonte)
- Excavaciones y construcción de taludes y bermas
- Explanación, rellenos y terraplenes
- Disposición de sobrantes
- Construcción de obras necesarias
- Movilización de maquinarias y equipos
- Montaje de equipos.

En la tabla 31 se presentan los criterios ambientales de mayor incidencia que pueden ejercer sobre el entorno:

Tabla 30. Criterios ambientales que pueden ejercer sobre el entorno

Desmonte y Descapote	
Criterio	Desarrollo
Actividades previas al desmonte	Delimitación del área a desmontar. Identificación de ejemplares a conservar.
Corte de vegetación	Programación de caída en dirección del eje de la vía. Corte con herramientas manuales.
Aprovechamiento del material de corte	Utilización para las obras del proyecto. Los desechos se trocean y se esparcen en el bosque, o se entregan a la comunidad.
Actividades previas al descapote	Programación del almacenamiento del suelo en función de su calidad y de las variables ambientales.
Remoción de la capa de suelo	Efectuarla pensando en la conservación del recurso para uso en la recuperación. Evitar la contaminación del suelo.

Desmante y Descapote	
Criterio	Desarrollo
Conservación del suelo	Almacenamiento adecuado para evitar pérdidas de material por acción del medio, compactación, etc.
Taludes de Corte y Relleno	
Criterio	Desarrollo
Manejo de la pendiente	Determinación de la pendiente con base en estudios geotécnicos específicos para cada caso y teniendo en cuenta usos futuros del área.
Terraceo de taludes	Construcción de bermas intermedias cuando se trabaja con taludes altos. Cada berma tendrá su cuneta para aguas lluvias.
Manejo de la escorrentía	Las cunetas se deben localizar en la corona, en el pie y en sitios intermedios de los taludes (bermas). Diseñar para períodos de retorno de 10 años.
Protección de taludes	Se deben ejecutar las obras necesarias para garantizar la estabilidad de los taludes. Estas incluyen obras civiles y de protección geotécnica que se definen para cada caso. Estas obras deben tener un programa de mantenimiento adecuado para garantizar su operatividad.
Terraplenes, Base Y Sub-Base	
Criterio	Desarrollo
Origen de los materiales	Todos los materiales deben provenir de la excavación (rellenos compensados), o de fuentes autorizadas. Los préstamos laterales deben considerar impactos ambientales.
Construcción	Debe considerar las condiciones climáticas imperantes y la ejecución previa de las obras de drenaje necesarias para evitar la afectación de

Terraplenes, Base Y Sub-Base	
Criterio	Desarrollo
	los recursos naturales.
Control de erosión	Estabilización de taludes, mediante la ejecución de las obras requeridas (empradización, reforestación, etc.).
Control de la contaminación	Cubrimiento de los materiales para evitar dispersión y aporte de sedimentos; humedecimiento de la vía; control de la velocidad de desplazamiento de vehículos.
Construcción De Obras De Drenaje	
Criterio	Desarrollo
Momento adecuado para la construcción	Los cortes y demás obras de excavación deben avanzar en forma coordinada con las de drenaje del proyecto. Durante todos los trabajos de excavación, el respectivo tramo de la vía debe mantenerse adecuadamente drenado.
Desviación de cuerpos de agua	Requiere permiso de la autoridad competente. El curso abandonado debe ser restaurado a sus condiciones originales; remover y disponer los materiales empleados y los desechos producidos en la construcción del paso de agua.
Necesidad de obras complementarias	Las cunetas y demás obras de drenaje deberán estar provistas de obras civiles (lagunas, trampas de sedimentos, otros) que permitan la decantación de los sólidos. También deben dotarse, cuando sea necesario, de estructuras para disipar energía.
Control de la contaminación	Durante la construcción se tomarán las medidas necesarias para evitar que el cemento, limos, arcillas o concreto fresco, tengan como receptor final el

Construcción De Obras De Drenaje	
Criterio	Desarrollo
	cuerpo de agua.
Mov. Maquinaria y Equipo. Transportes y Acarreos	
Criterio	Desarrollo
Condiciones mecánicas de equipo	Garantizar condiciones óptimas mediante un adecuado programa de mantenimiento
Mantenimiento y limpieza de equipos	Restringido a sitios autorizados, especialmente dotados para manejar los residuos del mantenimiento.
Control contaminación atmosférica	Cumplimiento de las normas sobre emisiones y ruido; humedecimiento de vías destapadas en la obra, cuando sea necesario.
Señalización	Aplicación código de señales de tránsito; colocación de señales cuando se requiera.
Protección de la infraestructura existente	Evitar el deterioro de la infraestructura existente; reparar el daño cuando sea causado por el proyecto.
Transporte de materiales	Aplicar normas de tránsito y las pertinentes a la protección ambiental (Res. 541/94 del Ministerio del Medio Ambiente).

Fuente: Ministerio de Medio Ambiente (MMA).

Descripción de algunas construcciones ⁵⁸

- **Construcción de líneas de flujo:** Las líneas de flujo se construyen con el fin de transportar el hidrocarburo de pozo a un punto en específico como tanques de almacenamiento.

⁵⁸ ORTIZ Gerson y GUAVITA Freddy. Manual de buenas prácticas ambientales y sociales de la industria petrolera área upstream. Trabajo de grado Ingeniero de petróleos. Bucaramanga: Universidad industrial de Santander. Facultad de fisicoquímica, 2014, 74 P.

En consecuencia, se espera que haya líneas de flujo activas a lo largo y ancho del campo, con una distribución que depende de la localización de los pozos y de la ubicación de las estaciones de recolección o tratamiento, así como de criterios ambientales que son necesarios aplicar cuando se planifiquen y construyan:

- a) Las líneas de flujo solamente podrán construirse en los corredores que el EIA determine como resultado de la zonificación de manejo ambiental del área.
 - b) Cuando no se puedan instalar troncales, e incluso para la conducción desde los pozos de un sector del campo hasta la línea matriz, se buscará que las líneas transcurran por un mismo corredor.
 - c) Las líneas de más de 10 pulgadas de diámetro irán enterradas, cuando sea posible.
- **Construcción y mantenimiento de las facilidades:** Las facilidades de superficie a las cuales hace relación son las estaciones de recolección y tratamiento, centrales de almacenamiento (depósito) de hidrocarburos y otras que se requieran para la operación del campo.

Con relación a este tipo de instalaciones interesan cuatro aspectos, a saber:

- a) La localización, por su incidencia ambiental y sobre la economía del proyecto.
- b) La construcción por cuánto, además de requerir que se ajuste a la normas establecidas, la manera como se construya la instalación puede favorecer la gestión ambiental.

- c) La operación y el mantenimiento en razón a que durante esta etapa se materializan los riesgos ambientales asociados al manejo de los hidrocarburos y a los residuos propios de este tipo de instalaciones.
- d) La gestión de residuos, teniendo en cuenta que es alrededor de este aspecto donde se concretan las interacciones de la actividad con el medio ambiente, tanto en operación normal como en situaciones de emergencia.

Seleccionar la mejor alternativa de localización para las facilidades de superficie (estaciones de recolección y tratamiento, almacenamiento de productos, otras) que permiten la operación del proyecto, de tal manera que se optimice el uso de los recursos naturales, se minimice el daño ambiental (actual y potencial) y se satisfagan los objetivos del negocio.

- **Construcción de las facilidades:** Las estaciones deben diseñarse y construirse para que satisfagan las normas aplicables expedidas por el ministerio de minas y energía, las propias de la industria (ICONTEC; API; ASME; ASTM; OSHA, etc.) y los estándares internos de la compañías operadoras. Estas definen, entre otros, los siguientes aspectos técnicos:⁵⁹
 - Características de equipos y materiales.
 - Espaciamiento entre unidades de equipo.
 - Distancias mínimas a viviendas, instalaciones industriales, vías, entre otras.
 - Confinamiento de unidades de almacenamiento.
 - Protección contra incendio.
- **Estación de Recolección y Tratamiento de Crudo y Gas:** La finalidad principal de la estación de recolección es recoger los fluidos de cada pozo;

⁵⁹ Guía de manejo de perforación de pozos de petróleo.

separarlos, tratarlos y entregarlos fiscalizados para sus posteriores procesos de acuerdo a las exigencias de los clientes.

Además se requiere de plantas de tratamiento para cada una de las fases con el fin de optimizar su separación. El crudo es sometido a un tratamiento electrostático donde más agua es separada del aceite, posteriormente es enviado a tanques de almacenamiento. El gas es recolectado para su tratamiento y posterior envío a refinería y/o consumo.

- **Planta de Tratamiento de Aguas Producidas:** Generalmente, antes del tratamiento, el agua producida contiene gotas de petróleo suspendidas y emulsificadas. Debido a la optimización en la separación de las fases, el agua producida es tratada con el fin de eliminar el contenido de aceite, sólidos en suspensión, sales y gases disueltos.

La mayor parte deberá ser considerada como residuo y deberá ser eliminada luego de ser tratada de una manera que sea ambientalmente y económicamente aceptable.

El tratamiento puede incluir a uno o más de los procedimientos siguientes:⁶⁰

- Dejar tiempo de reposo y drenar el agua separada
- Aplicar calor
- Aplicar productos químicos
- Aplicar electricidad
- Operar varios dispositivos mecánicos, tales como tanques de decantación, tanques de lavado, deshidratadores mecánicas, etc
- Añadir diluyentes para reducir la viscosidad

⁶⁰ Guía para la disposición y el tratamiento de agua producida.

3.3.2.3 Producción de hidrocarburos Después de localizar una formación productora, cuando se tiene éxito, el siguiente paso es determinar cómo traer ese valioso fluido a la superficie. Existen varios métodos disponibles, y aquel que sea seleccionado deberá tomar en cuenta la profundidad y el tipo de formación, la relación gas – petróleo, la viscosidad del petróleo crudo, y el aspecto económico del proyecto entero.

En el caso de yacimientos no convencionales la producción de hidrocarburos se ha beneficiado de los avances en las técnicas de perforación y estimulación de pozos, la mayoría de estos yacimientos requieren técnicas de estimulación hidráulica para obtener una buena producción. Una de las claves para producir estos recursos es localizar áreas y pozos de producción donde abunden las fracturas naturales.

Los productores de hidrocarburos deben identificar y obtener los permisos para retirar el agua de arroyos o ríos, las cuales limitan la extracción de agua para proteger la vida acuática y los recursos de la población. La extracción de hidrocarburos de un pozo horizontal requiere el uso de más agua que los pozos verticales tradicionales, la cantidad de agua requerida por pozo oscila entre tres y cinco millones de galones de agua.

Se debe realizar una inspección con al menos setenta y dos (72) horas de antelación sobre las siguientes actividades en los pozos de producción:

- Inicio de la construcción del pozo
- Corrida y cementación del revestimiento superficial
- Pruebas a las preventoras durante la instalación inicial y durante pruebas subsiguientes

- Pruebas de integridad del revestimiento intermedio
- Corrido y la cementación del revestimiento de producción
- Pruebas de presión del anulo del revestimiento de producción
- Operaciones de estimulación hidráulica

Una vez que el pozo haya sido terminado con la tubería de revestimiento colocada, cementado, cañoneado, y estimulado, si es necesario, está listo para ser equipado para la producción.

Las actividades que mayor grado de incidencia pueden ejercer sobre el entorno son:

- Operación de cabeza de pozo
- Mantenimiento de Pozos
- Transporte de fluidos de Producción
- Tratamiento de Fluidos

4. EVALUACIÓN DE LOS FLUIDOS NO CONVENCIONALES

El tipo de fluido utilizado para realizar la fractura de la formación es un elemento esencial, no solo desde un punto de vista operacional, sino también ambiental. El fluido de fractura es uno de los componentes más importantes para un tratamiento de fracturamiento hidráulico.

Las propiedades requeridas y las funciones del fluido de fracturamiento se pueden lograr por diversos medios. Se pueden usar una variedad de fluidos convencionales y no convencionales para lograr el objetivo.

Los fluidos de fracturamiento deben tener la capacidad de transportar arena al interior de la fractura de manera de evitar su cierre cuando se finaliza la operación. Así mismo, el fluido debe generar el menor daño posible a la formación, minimizando la concentración de residuos insolubles que afecten la producción del pozo. Inicialmente se realiza la evaluación de los fluidos de fractura con el fin de obtener valores y comportamientos de referencia.

Por lo anterior, los fluidos no convencionales utilizados en el fracturamiento hidráulico llevan a cabo un conjunto de funciones complejas, además que tienen muchas propiedades que los convierten en un componente deseable en un sistema de fracturamiento hidráulico.

Varios fluidos no convencionales han sido desarrollados y usados exitosamente para formaciones con permeabilidades bajas, particularmente sistemas tales como lutitas o intercalaciones de estratos de carbón; y estos incluyen fluidos que no contiene polímeros tales como: fluidos visco elásticos surfactantes, fluidos que contienen metanol, fluidos a base de CO₂ líquidos y fluidos a base de gas licuado

de petróleo. La solución más rentable es fracturar la formación con el más simple de los fluidos.

4.1. FLUIDOS VISCOELÁSTICOS SURFACTANTES

4.1.1. Introducción Los fluidos viscoelásticos forman parte de la familia de fluidos de fractura libres de polímero, los cuales usan surfactantes en combinación con sales inorgánicas u otros surfactantes para crear estructuras ordenadas, lo cual resulta en no solo viscosidad incrementada sino también elasticidad. Los surfactantes viscoelásticos más comunes empleados han sido las aminas cuaternarias conocida como VES. Debido a que el fluido VES está formado por micelas, no presenta degradación física con el tiempo, pero sufre un adelgazamiento térmico, ventajas útiles en la generación de fractura y transporte de propano.⁶¹

Su uso en la vida cotidiana ha estado alrededor por algún tiempo. Debido a sus características físicas, químicas y a su comportamiento se implementaron como fluidos de fractura presentando mejoras en las operaciones de fracturamiento hidráulico.

Aquí se describen las características y el comportamiento de los fluidos viscoelásticos surfactantes además de la clasificación para determinar el impacto que se genera en operaciones de fracturamiento hidráulico al usarlos como fluidos de fractura, ya que su reología cumple con los requisitos que todo fluido de fractura debe poseer además de proteger los problemas principales que se presentan al aplicar esta técnica en los pozos petroleros.

⁶¹ ROZO CORREA Javier y MENESES ROMERO John. Manejo ambiental para campos petroleros en los procesos de exploración, perforación y producción de hidrocarburos. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad industrial de Santander. Facultad de fisicoquímica, 2005, P. 55,56, 57.

4.1.2 Características de los VES Una característica importante de este tipo de fluidos es que pueden recuperar parte de la deformación al ser retirado el esfuerzo aplicado durante el flujo, esto debido a su comportamiento elástico regido por la ley de Hooke (modelo de resorte) y viscosos que cumplen la ley de Newton (efecto amortiguador).

Estos fluidos tienen una muy alta viscosidad de corte-cero sin deshacer el incremento en la viscosidad de corte-alta. Por lo tanto, tienden a ser fluidos degradables por corte. También poseen una alta elasticidad. Como explicó Asadi y col. (2002), la viscosidad de corte-cero ha sido hallada como un parámetro esencial en evaluar el transporte del apuntalante. Por lo tanto, estos fluidos pueden, con menos carga, transportar apuntalante sin los requerimientos de viscosidad comparable de los fluidos convencionales.⁶²

Estas son algunas características que hacen atractivo a este tipo de fluidos para utilizarse en operaciones de fracturamiento hidráulico:

- Principalmente, estos fluidos utilizan surfactantes en combinación con sales inorgánicas para crear estructuras ordenadas, que se traducen en un aumento de viscosidad y elasticidad.
- La viscosidad se rompe mediante la alteración de las propiedades surfactantes, mediante la adición de otros hidrocarburos o mediante la alteración de la salinidad o el pH, en el caso que se lleve a cabo el rompimiento se continúa con la evaluación de la capacidad de mojar las arenas del yacimiento

⁶² MENDOZA Oscar y MARTÍNEZ Alan. Fracturamiento a la formación con CO₂ y NO₂. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. México: Universidad nacional autónoma de México. Facultad de ingeniería. 2010, P.33

- La permeabilidad recuperada con estos tipos de sistemas se aproxima al 100%. Debido a las tendencias de mojado de los surfactantes en algunos de los sistemas VES, estos son útiles incluso en formaciones con saturación de agua sub-irreducible y problemas de entrapamiento de líquido incluso aunque estos fluidos son base acuosa.
- Estos fluidos VES no requieren ningún biosida porque no contienen ningún biopolímero, debido a esto son operacionalmente muy simples porque sólo se añaden uno o dos aditivos sobre la marcha sin necesidad de hidratar polímeros.
- No requieren surfactantes de flujo de retorno adicionales porque tienen inherentemente baja tensión superficial e interfacial.
- Los fluidos viscoelásticos surfactantes exhiben excelentes propiedades de transporte y soporte del material propante.
- No se necesitan aditivos adicionales de control de la arcilla.
- A diferencia de los otros tipos de fluidos de fractura, si los VES son compatibles con la formación, su proceso de degradación no genera residuo alguno y es posible retornar a superficie la totalidad del tratamiento inyectado a la formación.
- Cuando el fluido viscoelástico es usado como fluido de fractura, las sales de amonio son más utilizadas por su volatilidad ya que el amonio tiende a escaparse de la solución reduciendo su concentración en el fluido base desestabilizando en cierta medida el gel viscoelástico; esta característica de auto ruptura es deseable para fluidos de fracturamiento en ciertos casos.

- Los sistemas viscoelásticos son fluidos que se adelgazan con el corte, impartiendo menores pérdidas por fricción en las tuberías que los sistemas de polímeros convencionales. Debido al arreglo en forma como de gusano, los geles viscoelásticos tienen una excelente capacidad de suspensión de partículas.

Figura 16. Fluido de fracturamiento mezclado con material propante



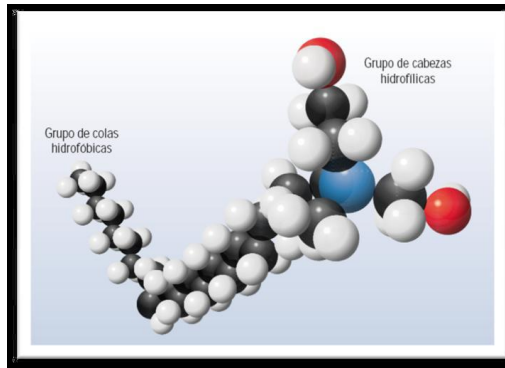
Fuente: Desarrollo de una herramienta software para la simulación de un diseño de fracturamiento hidráulico, De sales Bastos Paola, Universidad Industrial de Santander, trabajo de grado, 2008.

4.1.3 Comportamiento de los fluidos viscoelásticos (VES) La evolución de la química de los fluidos VES en el campo petrolero durante la última década dejó de ser una tecnología relativamente desconocida para convertirse en tecnología de uso corriente.

Su comportamiento se basa en la química de los surfactantes, la mayoría consisten de un grupo hidrofílico y en el otro extremo un grupo hidrofóbico. Cuando estas sustancias se agregan en sistemas de dos líquidos insolubles como agua y aceite, migran hacia la interface de tal manera que orientan su extremo hidrofílico hacia la zona polar (agua) y el hidrofóbico hacia la zona apolar (aceite).

Los fluidos VES son un sistema con una fuerte estructura de gel debido a las uniones químicas temporarias, donde el desarrollo de viscosidad está relacionado con el reticulado que se obtiene por la atracción iónica de los surfactantes incorporados (salinidad del medio).⁶³

Figura 17. Estructura molecular de un surfactante



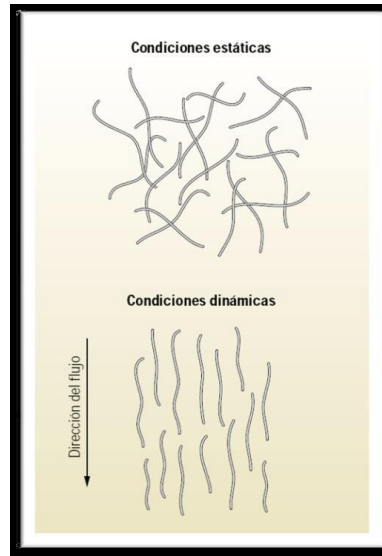
Fuente: Nuevas aplicaciones para los surfactantes viscoelásticos.

Cuando estos fluidos se mezclan con soluciones salinas a la concentración correcta, las miscelas adoptan un estructura tipo barra (bastoncillos) que se entrecruzan bajo condiciones estáticas, se desarrolla el comportamiento viscoelástico y se obstaculiza el movimiento del fluido. Se produce un significado aumento de la viscosidad y se desarrolla el comportamiento elástico de los pseudosólidos.⁶⁴

⁶³ MUCCI Marcela, SÁNCHEZ Leonardo, CRIADO Marcelo. Desarrollo de fluidos viscoelásticos para la estimulación de pozos. Jornadas Sam/ Conamet/Simposio Materia 2003; 10-03.

⁶⁴ Nuevas aplicaciones para los surfactantes viscoelásticos.

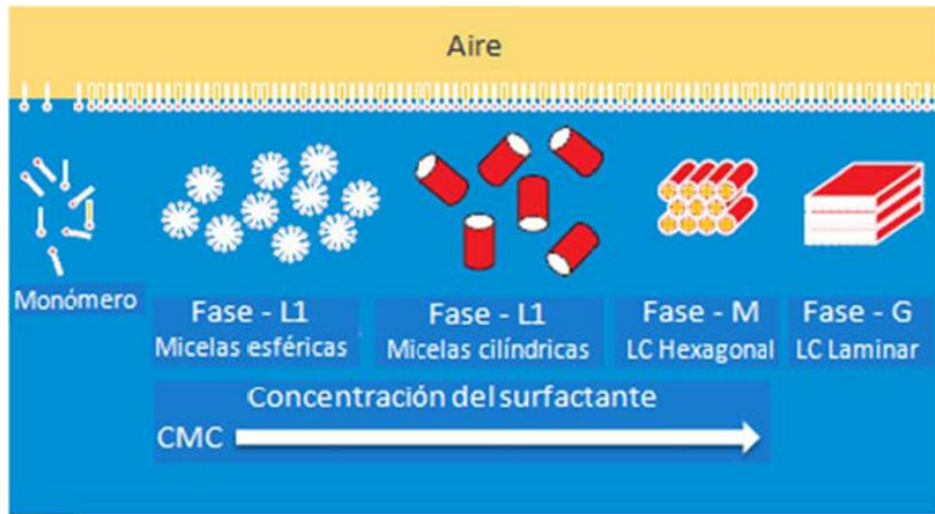
Figura 18. Efectos quimiomecánicos de un VES



Fuente: Nuevas aplicaciones para los surfactantes viscoelásticos.

La tecnología de los sistemas VES puede dividirse en varias categorías basadas en la estructura del sistema, crea: micelas similares a gusanos, estructuras laminares o vesículas (FIGURA 19). Como aumenta la concentración de surfactantes en agua, micelas comienzan a formarse y empezar a interactuar unos con otros.

Figura 19. Concentración del surfactante



Fuente: Concepción artística de la formación de estructuras ordenadas con surfactantes VES.

Al aumentar la concentración de surfactantes en agua, las micelas comienzan a formarse. Estas empiezan a interactuar unos con otros. Estas interacciones están basadas en fuerzas iónicas y pueden ser amplificadas con la adición de electrolitos (sales) u otros surfactantes iónicos.

Dependiendo de las cargas iónicas, el tamaño, formas de los surfactantes y estos iones contrarios, estructuras ordenadas comienzan a formarse, lo que incrementa la viscosidad y elasticidad. El mecanismo recíproco es cierto para romper estos sistemas.

Las estructuras se pueden romper mediante la adición de otros surfactantes, aditivos iónicos e hidrocarburos o puede ser diluido por el agua de formación adicional. Los sistemas comerciales más comunes usan surfactantes catiónicos con sales inorgánicas (Teot, 1988) o con surfactantes aniónicos (Zhang, 2002).

Tabla 31. Condiciones comunes y comportamiento reológico de los fluidos VES

Límite de temperatura sin espuma	71.12 a 93.34 °C (160 a 200°F)
Estabilizadores de alta temperatura son conocidos por incrementar el límite de temperatura a	121,12 °C (250°F)
El fluido de fractura debe mantener su viscosidad en	100 cp
Velocidad de corte	100 s ⁻¹

Si el fluido cumple con estas condiciones es característico de los VES, de lo contrario el fluido pierde la categoría de fluido viscoelástico siendo descartado inmediatamente.

4.1.4 Ventajas y desventajas de los VES

- Su principal beneficio es que producen un daño mínimo en la formación comparado con un fluido de fractura convencional.
- A diferencia de los sistemas poliméricos convencionales, la viscosidad de los fluidos VES no se degrada con el tiempo y resulta predecible y fácil de modelar, combinando simplicidad operativa con un diseño de fluido eficiente y eficaz.
- Los fluidos VES requieren menos energía para ser bombeados que los fluidos a base de polímeros más convencionales, lo que reduce efectivamente los requerimientos energéticos de las bombas en la localización del pozo.
- Tiene característica de auto ruptura, esta propiedad es deseable para fluidos de fracturamiento en ciertos casos.

- Proporciona un alto porcentaje de permeabilidad retenida y es de muy fácil mezclado.
- No generan residuos que se solubilizan en contacto con el agua de formación.
- La viscosidad de los fluidos VES puede disminuir con la temperatura. No obstante, el aumento de la concentración de surfactante o el ajuste de la concentración de sales puede reducir esta fluidificación relacionada con la temperatura.
- El pos tratamiento con fluidos VES, ha demostrado el incremento de producción de los VES que duplican los que se han logrado con fluidos convencionales.

4.1.5 Aplicación de nuevas tecnologías (fluidos “VES”) Estas nuevas tecnologías han demostrado ser una solución eficaz a la retención de polímero en la matriz “daño de formación”, este es el caso de los fluidos “VES”, que debido a la ausencia de polímero en su estructura química los hace excelente para este y otro tipo de aplicaciones; a diferencia de los fluidos de fractura convencionales que generan una gran cantidad de daño por efecto de sus residuos poliméricos.

4.2 FLUIDOS A BASE METANOL

Durante el uso de estos fluidos en el fracturamiento hidráulico no se han registrado oficialmente un documento donde presente la contaminación del medio ambiente de algún sector, sin embargo se debe evaluar los posibles escenarios hipotéticos donde el metanol pueda afectar aguas subterráneas.

Por ejemplo una fuga a raíz de un revestimiento con malas condiciones; y en aguas superficiales el flujo de retorno puede contaminar estas aguas a raíz de un mal tratamiento.

4.2.1 Características principales del metanol.

4.2.1.1 Características Ambientales Con respecto a las emisiones atmosféricas el metanol prácticamente no se evapora de las operaciones del fracking. En 2010, un estudio realizado por el Departamento de Protección Ambiental de Pennsylvania (PADEP) encontró concentración de metanol en el aire cerca de embalse de aguas residuales, y flujo de retorno a nivel insignificante.

(51 mg / m³) en comparación con la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA) niveles pauta de la exposición aguda (690.000 mg / m³).

Los niveles de detección de metano en la salud son aplicables a las vías de exposición como parte de los fluidos de fracturamiento hidráulico, incluyendo

- 1) consumo de agua subterránea afectada por los fluidos de fractura hidráulica que contienen metanol, y
- 2) la ingestión accidental de las aguas de los ríos y arroyos que recibieron refluo tratado.

La ingesta de metanol estimado como resultado de la exposición a estas vías es varias veces inferior a los niveles de detección basados en la salud para el metanol.

4.2.1.2 Características Técnicas El metanol evita la corrosión de las tuberías. Esta es una función importante teniendo en cuenta que pequeñas cantidades de

ácido se utilizan en los fluidos de fracturamiento para las fracturas de formación de limpieza.

(Por ejemplo, véanse las Tablas 2-5).

Debido a su baja viscosidad en comparación con el agua, el metanol reduce la presión de bombeo requerida para suministrar a los fluidos de fracturamiento de la formación. (Si la fricción en tuberías es baja requiere menos energía hidráulica, que tiene un impacto significativo en la reducción de costes (Antoci et al. 2001).

El metanol mejora la eliminación del agua de la formación para permitir que el gas natural fluya a través del pozo (Thompson et al 1992;. Hossaini et al., 1989). Como el metanol se disuelve en el agua de formación, reduce las fuerzas capilares que "bloquean" el agua impidiendo que fluya fuera de la formación y en el pozo (casing). La extracción del "bloque de agua" permite que el gas natural fluya hacia el pozo.

Después de las operaciones de fracturamiento, el pozo está normalmente cerrado durante varias horas para permitir que los fluidos de fracturación se equilibren con la alta temperatura del yacimiento.

Cuando se abre la boca de pozo y como el metanol se calienta comienza a acercarse a la pared del pozo, donde el metanol se convierte en vapor. Esta vaporización da como resultado un aumento significativo de la fuerza impulsora hacia arriba y la mejora del flujo de retorno fluidos (Thompson et al. 1992).

4.2.2 Descripción de la técnica En los pozos de baja presión, se ha energizado con N₂. Fluidos a base de metanol también pueden ser energizados con CO₂ para las formaciones con pozos severamente bajo-presión.

Estos líquidos se deben utilizar de forma selectiva con las consideraciones especiales de seguridad debido a la inflamabilidad de metanol. El punto de inflamación (es decir, la temperatura más baja a la que puede vaporizar para formar una mezcla inflamable en el aire.) de metanol es 53 ° F (11,6 ° C) y su densidad es mayor que la del aire, que presenta un riesgo de seguridad para el personal de campo.

El contacto de oxígeno debe evitarse y por lo tanto una "manta" de vapor de CO₂ se utiliza para separar el vapor de metanol a partir de cualquier fuente de oxígeno. El personal debe usar monos resistentes al fuego.

4.2.3 Estado de Aplicación Para las formaciones con problemas de captura líquido graves o agua irreducible y / o saturación de hidrocarburos, fluidos no acuosos de fracturamiento con metanol puede ser la mejor (o la única viable) solución.

Además los fluidos a base de metanol se han utilizado en los reservorios de baja permeabilidad.

El metanol como aditivo se utiliza ampliamente en el fracturamiento hidráulico, por ejemplo, para la corrosión o inhibidor de incrustaciones, reductor de fricción, la formación potenciador de flujo de retorno de agua y facturador, potenciador de flujo de retorno de fluido y otros... (Saba, Mohsen et al. 2012).

El metanol tiene excelentes propiedades tales como alta solubilidad en agua, baja tensión superficial y alta presión de vapor. Estos son favorables para la recuperación de los fluidos de fractura y de formación, debido a estas propiedades, es el aumento de la permeabilidad del gas en la zona tratada (Hernández, Fernández et al. 1994).

4.2.4 Potenciales Ventajas y Desventajas

Potenciales Ventajas

- El uso de agua muy reducido o eliminado por completo.
- El metanol no es persistente en el medio ambiente (se biodegrada fácilmente y rápidamente tanto bajo condiciones anaerobias y aerobias y foto-degrada relativamente rápido).
- Excelentes propiedades de los fluidos: alta solubilidad en agua, baja tensión superficial y vapor alta presión.
- Excelente fluido para las formaciones sensibles al agua.

Potenciales desventajas

- El metanol es una sustancia peligrosa de manejar
- Bajo punto de inflamación, por lo tanto, más fáciles de encender.
- Amplia gama de límites explosivos.
- Alta densidad de vapor.
- La invisibilidad de la llama.

4.2.5 Costos A causa de su baja viscosidad en comparación con el agua, el metanol reduce la presión de bombeo requerida para suministrar a los fluidos de fracturamiento de la formación. Debido a la fricción de tubería inferior se requiere menos potencia hidráulica, esto indica que puede tener un impacto significativo en la reducción de costos. (Saba, Mohsen et al. 2012).

4.3 FLUIDOS CRIOGÉNICOS

Fractura criogénica es un concepto que busca ampliar y mejorar la tecnología de fracturación hidráulica tradicional. El concepto de fracturación criogénico se basa en la idea de que un líquido frío puede inducir fracturas cuando se pone en contacto con una roca mucho más caliente bajo condiciones de fondo de pozo. El líquido frío que efectúa una fractura tal es conocido como el fluido criogénico, o criógeno.

Cuando se inyecta nitrógeno o dióxido de carbono líquido en una roca cuya temperatura es drásticamente diferente, el calor de la roca será transferir rápidamente al nitrógeno líquido. Esta transferencia de calor rápida, más conocido como un choque térmico, hará que la superficie de la roca se contraiga y fracasan en tensión, induciendo así fracturas ortogonales al plano de contacto del criógeno y la roca.

Para desarrollar estas fracturas inducidas recientemente, nitrógeno líquido tiene un líquido a la tasa de expansión de gas de 1: 694, que crea un ambiente de alta presión para ayudar a propagar las fracturas.

4.3.1 Dióxido de carbono (CO₂). El concepto y aplicaciones de este fluido requieren un pensamiento no convencional. Este fluido ha sido usado muy exitosamente en aplicaciones en formaciones de gas de baja permeabilidad en Canadá y varias formaciones de USA. Su química y física han sido extensivamente aprovechadas. La familia de estos fluidos consiste de co₂ líquido puro y un fluido binario que consiste en una mezcla de co₂ líquido y N₂ para reducir costos.

4.3.1.1 Características del CO₂. Se trata de un elemento no inerte químicamente, aunque muy estable, que es también entregado como líquido en condiciones

estándar (-30 °C y 300 psia). En este caso, es incorporado como líquido en la línea de tratamiento. Sus características físicas hacen que se gasifique dentro de la formación, una vez que la fractura ha terminado.

Debido a que estos fluidos de fracturamiento a base de Co₂ líquido son compresibles por naturaleza, su presión hidrostática es dependiente de ambos, de la temperatura y de la presión. La densidad del Co₂ líquido permanece relativamente constante durante los fracturamientos a alta presión.

Parece que el CO₂ es (o puede ser) utilizar de diferentes maneras:

- CO₂ líquido para fracturar hidráulicamente el depósito (utilizado en el comercio).
- Supercrítico CO₂ para fracturar hidráulicamente el depósito (etapa de concepto).
- Espumas de CO₂.

4.3.1.1 Características técnicas del CO₂. Una de las principales opciones para implementar líquidos criogénicos, en este caso el Co₂ líquido es para aquellos yacimientos donde presentan al momento de las operaciones de perforación el hinchamiento de arcilla cuando se utiliza un fluido convencional a base agua.

Otra característica importante es el hecho de que la capacidad de adsorción de CO₂ con esquisto es más fuerte que la de metano (CH₄). Por lo tanto, puede reemplazar CH₄ en la formación de esquisto, la mejora de la producción de gas y, al mismo tiempo restante subterráneo bloqueado.

En las condiciones del yacimiento, la adsorción de CO₂ supera CH₄ adsorción por un factor de cinco, lo que sugiere que la recuperación de gas CO₂ mejorada de

esquisto podría servir como un medio prometedor para reducir el ciclo de vida de las emisiones de CO₂ para el gas de esquisto.

4.3.1.2 Descripción de la técnica El CO₂ líquido se utiliza en lugar de agua como fluido de fracturamiento. La familia de estos fluidos consta de CO₂ líquido puro y un fluido binario que consiste en una mezcla de CO₂ y N₂ líquido para reducir los costos.). En estos sistemas, el agente de sostén se coloca en la formación sin causar daños de ningún tipo, y sin la adición de cualquier otro fluido portador, agente de viscosidad o de otros productos químicos.

El concepto de fracturar con CO₂ 100% como único fluido portador, se introdujo por primera vez en 1981. (Sinal y Lancaster, 1987). Las propiedades físicas de CO₂ líquido hacen que sea un fluido único. CO₂ es compuesto relativamente inerte que, dependiendo de la temperatura y la presión, existe como un sólido, líquido, gas o fluido supercrítico.

Por encima del punto crítico, se considera que es un fluido supercrítico. En las operaciones de campo, CO₂ líquido está a 2,0 MPa y -35 ° C en el recipiente de almacenamiento. Después de la adición de agentes de sostén, bombas de alta presión incrementan la presión (ejemplo 35 a 40 MPa). A medida que el fluido entra en la formación, la temperatura aumenta hacia temperatura del fondo hoyos. Durante el flujo hacia atrás, la presión disminuye y CO₂ sale a la superficie en forma de gas.

El CO₂ supercrítico es un estado fluido donde el CO₂ se mantiene en o por encima de su temperatura crítica (31.1 ° C) y la presión crítica (72,9 atm o 7,39 MPa). Debido a sus propiedades físicas y químicas únicas, CO₂ supercrítico puede obtener una mayor tasa de penetración en la formación de esquisto y añade ningún daño al depósito.

4.3.1.3 Potenciales ventajas y desventajas de CO2.

Potenciales ventajas

- El uso de agua muy reducido o eliminado por completo.
- Se requieren menos (o nada) aditivos químicos.
- Cierta nivel de secuestro de CO2 alcanzada.
- Reducción de daño de formación.
- Formar micro-fracturas más complejas.
- Mejorar la recuperación de gas desplazando el metano adsorbido en las formaciones de esquisto.
- Evaluación de una zona de fractura es casi inmediata debido a la rápida limpieza.
- Mejor limpieza del fluido residual, agente de sostén de malla más pequeña así que se puede utilizar. Más controlado colocación agente de sostén y de mayor colocación apuntalante dentro de la anchura de la fractura creada.
- El CO2 tiene mayor densidad, lo cual ayuda a bajar las presiones de tratamiento.

Potenciales desventajas.

- Las principales desventajas siguen de baja viscosidad de los fluidos. Concentración Proppant debe ser necesariamente menor y agente de sostén de los tamaños más pequeños, por lo tanto, la disminución de la conductividad fractura.
- CO2 debe ser transportado y almacenado bajo presión (típicamente 2 MPa, -30 ° C).
- La naturaleza corrosiva de CO2 en presencia de H2O.
- Poco claro (potencialmente altos) los costos de tratamiento.

4.3.2 Nitrógeno (N₂). Es el más utilizado en el campo petrolero por su versatilidad, disponibilidad y precio. Es un elemento químicamente inerte y estable, que es entregado en locación en forma líquida, a condiciones estándar (-200 °C y 20 psia) además de esto no altera el PH.

El Nitrógeno no solo es inerte, sino que es insoluble en todos los fluidos que se encuentran en el pozo, tanto en los bombeados como en los yacentes en el reservorio (crudo y agua de formación). Esta característica hace que el Nitrógeno exista como Gas Libre en dicho ambiente, lo que hace que el fluido de fractura sea compresible. Esto resulta en una gran variación de las características del fluido desde que sale de la bomba hasta que ingresa dentro de la formación, hecho que debe ser considerado cuando se diseña una fractura.

Los fluidos de fracturamiento a base con nitrógeno ofrecen una alternativa excelente a los fluidos acuosos en formaciones sensibles al agua, yacimientos agotados y formaciones poco profundas.

Generalmente se utilizan cuatro tipos de fluidos comerciales de fracturación con nitrógeno principales:

- Gas puro
- Espuma
- Energizado
- De calidad ultra alta (nieblas).

Los fluidos en espuma normalmente se componen de un sistema de base acuosa y una fase gaseosa de nitrógeno en el rango del 53% al 95% en volumen. El fluido de fracturamiento se considera como energizado si el contenido de nitrógeno es inferior al 53%. Por encima de un contenido del 95% de nitrógeno en volumen, se considera que el fluido de fracturación es una niebla. Además, se ha utilizado un quinto tipo, fluido de fracturamiento con nitrógeno líquido criogénico, aunque rara

vez se aplica para operaciones comerciales debido a los requisitos de materiales y equipos especiales.

4.3.2.1 Características técnicas del N₂. Las dos principales razones para el uso de nitrógeno puro como fluido de fracturamiento en formaciones de esquisto son:

- Cuando la formación se encuentra bajo presión
- Cuando el yacimiento (shale) puede ser sensible a los fluidos.

El nitrógeno contribuye a la recuperación de fluido mediante la adición de energía para ayudar a empujar cualquier fluido desde el proceso de fracturamiento o el depósito fuera del pozo. Estos fluidos pueden acumularse y crear suficiente presión hidrostática que el depósito no puede superar.

4.3.2.2 Descripción de la técnica. El nitrógeno líquido se usa como el fluido de fracturamiento. Para bombear el nitrógeno de manera en un pozo, todo el colector de la superficie y de cabeza de pozo deben estar hechos de acero inoxidable. En algunos casos, los operadores pueden utilizar tubos de fibra de vidrio especial para proteger la carcasa de las temperaturas extremadamente bajas.

Normalmente, el equipo de bombeo de Nitrógeno suele ser lo suficientemente flexible como para soportar cambios de caudal. No obstante ello, es necesario balancear el gasto de gas de tal manera que pueda recuperarse el caudal rápidamente en caso de falla de alguna unidad. Para los caudales involucrados en estas operaciones, lo ideal es tener de 3 a 4 bombas trabajando al mismo tiempo.

Cambios durante la operación si las operaciones son cortas, es decir, menores a 30 minutos, realizar cualquier cambio operativo posiblemente no sea efectivo, ya que para que surtan efecto requiere un cierto tiempo. En cambio, cuando las

operaciones son largas, involucrando bombeos mayores a 120 minutos, las etapas suelen extenderse apreciablemente en el tiempo.

Es justamente por ello que se recomienda realizar cambios lentos, solo de una variable por tiempo. Esto es para evitar confusiones y saltos operativos demasiado bruscos que pudiesen repercutir en el éxito operativo del tratamiento.

Por ejemplo, cuando deba cambiar la concentración del apuntalante y el caudal de Nitrógeno, cambie primero la concentración y, luego de estabilizar la presión, cambie el caudal de Nitrógeno.

4.3.2.3 Potenciales ventajas y desventajas del N2

Potenciales ventajas.

- El uso del agua eliminada por completo.
- Mejora y agiliza el recobro del fluido y subsecuentemente la producción inicial.
- Reduce la viscosidad de los líquidos hidrocarburos (crude oils)
- No se requieren aditivos químicos.
- Reducción de daño de formación.
- Aumenta la productividad de los pozos de shale, petróleo y gas apretado
- Beneficios económicos
- Mejorar la gestión del agua.

Potenciales desventajas.

- Equipo especial necesario para manejar con seguridad N2 líquido, debido a la muy baja temperatura del fluido.

- Perdida de presión hidrostática en el N₂ y se necesita mayor potencia.
- Los mayores costos.
- Difícil de aplicar nitrógeno líquido como viajar en el pozo se calentará y se convierten en un gas por lo tanto no es capaz de transportar el apuntalante. Incluso si el aislamiento de temperatura bien se aplica con éxito, el nitrógeno se convertirá en un gas muy pronto después de entrar en la formación perdiendo así toda posibilidad de colocar agente de sostén.

4.3.3 Limitaciones de CO₂ Y N₂ Tanto los fluidos Energizados como las Espumas tienen su rango de aplicación. Ambos no pueden ser utilizados en pozos demasiado calientes, con temperaturas de formación mayores a 125 °C, ya que los espumantes no lo soportan.

En el caso de formaciones de permeabilidad mayor a 20 mD, el uso de la espuma debe desecharse, ya que el Coeficiente de Filtrado es demasiado alto, debido a que el tamaño de poro nominal es igual o mayor que el tamaño medio de la burbuja gaseosa. En este caso se debería utilizar un fluido energizado con aditivos reductores de filtrado.

Esto permitiría reducir el filtrado a valores manejables, e incrementar la concentración del apuntalante, ya que en este caso es importante la creación de un canal altamente conductivo.

En el caso de que se quiera crear una buena conductividad, es necesario ingresar a la fractura con una buena concentración de apuntalante. En ese caso utilice fluidos energizados.

4.3.4 Diferencias técnicas entre el CO₂ y el N₂.⁶⁵

Tabla 32. Diferencias técnicas entre el CO₂ y el N₂

Diferencias técnicas entre el Co ₂ y N ₂		
Factor/Fluido	N ₂	Co ₂
Transporte en estado líquido	El nitrógeno está en fase líquida -320°F (-195°C) para bombearlo al pozo	El CO ₂ es bombeado al pozo en forma líquida. A condiciones ambientales
Solubilidad en fase Líquida	el N ₂ tiene muy poca o casi nula solubilidad en fase líquida	El CO ₂ es soluble en fase líquida
Recobro de Fluidos	Muy poco recobro de fluidos	CO ₂ proporciona mayor recobro de fluidos
Profundidades (ft)	Se bombea en pozos someros	Puede utilizar en pozos profundos
Compatibilidad con los sistemas de fluidos	agua, sistemas de aceite, y sistemas con alcohol y otros	Co ₂ no es compatible con todos los sistemas de fluidos.

4.4 FLUIDOS A BASE DE GAS LICUADO DEL PETROLEO (GLP)

4.4.1 Introducción Fluidos de fracturamiento a base de aceite fueron los primeros fluidos de alta viscosidad utilizados en las operaciones de fracturación hidráulica. Hay varios líquidos a base de aceite y el GLP es uno de ellos, este se ha discutido en una solicitud de patente como un fluido de fracturamiento y se describe como un proceso único y novedoso que se maneja con seguridad para tratamientos de estimulación o re-estimulación de pozos de petróleo.

⁶⁵ LIZCANO GUTIÉRREZ. Silvia Ximena. Estudio de factibilidad técnico y económica para la estimulación de pozos con fracturamiento hidráulico utilizando fluidos energizados en pozos de un campo colombiano. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad industrial de Santander. Facultad de fisicoquímica, 2011.

A diferencia de los líquidos convencionales basados en hidrocarburos de fracturamiento, el GLP común, propano y butano, es fuertemente un producto fraccionado con más del 90% de pureza. Fue desarrollado para los yacimientos convencionales antes de ser adaptado a yacimientos no convencionales. Más de 700 tratamientos de fracturamiento han demostrado los beneficios técnicos y económicos de fracturación con GLP.

La empresa canadiense GASFRAC comenzó a usar el GLP para estimular rocas de esquisto. Desde entonces, más de 1.500 operaciones de estimulación se han realizado con esta técnica propano gelificado en Canadá y Estados Unidos.

La tecnología también es desarrollada por ECORPSTIM, con sede en Houston (Texas), teniendo como origen varios desarrollos tecnológicos como lo es la eliminación de los productos químicos, mediante el desarrollo de una nueva fórmula para el fluido de estimulación (ahora integrada exclusivamente por propano puro y arena, sin aditivos químicos).⁶⁶

Descripción de la técnica

GASFRAC	ECORPSTIM
El GLP es gelificado antes de la fractura para permitir un mejor transporte de apuntalante en la fractura.	El GLP no se gelifica. Se utilizan agentes de sostén boyantes como arena, pero todavía tiene que ser demostrado que son lo suficientemente fuertes como para su aplicación generalizada.

4.4.2 Características del GLP El propano líquido es particularmente adecuado para su uso como fluido de fracturación porque es menos viscoso que el agua.

⁶⁶ D.V.S Gupta, SPE, BJ Services Company. Unconventional Fracturing Fluids for Tight Gas Reservoirs. SPE International. 2009 January; 119424- 9.

Muchas formaciones de esquisto son sensibles al agua, y el uso de GLP podría evitar este problema.

Las propiedades del GLP como fluido de fracturamiento en GASFRAC incluyen:

- Baja tensión superficial
- Baja viscosidad
- Baja densidad
- Solubilidad en hidrocarburos de origen natural del yacimiento

Estas propiedades dan lugar a longitudes de fractura más eficaces y que permiten así una mayor producción del pozo. Los fluidos de fracturamiento son totalmente recuperados pocos días después de la estimulación.

La compañía ECORPSTIM informa que, mientras que en fracturamiento hidráulico 30-80% del agua se recupera, la estimulación de propano permite una recuperación de 95-100% de gas inyectado. El propano recuperado puede ser vendido como tal o utilizarse para otra operación de estimulación. Cuando el GLP es gelificado proporciona:

- Viscosidad constante.
- No requiere el uso costoso de CO₂ o N₂.

El principal inconveniente de esta tecnología es que implica la manipulación de grandes cantidades de propano inflamable (y los riesgos asociados a los peligros / seguridad). Por lo tanto es una solución más adecuada en ambientes con baja densidad de población, por supuesto siempre que la seguridad de los trabajadores esté garantizada.

Algunas otras características del GLP son:

- Es de origen natural en el depósito y completamente compatible con la formación.
- Crea fracturas y entrega apuntalante exactamente como el agua.
- Capacidad para distribuir uniformemente apuntalante.
- No reacciona con los minerales y sales en la roca.
- No llega atraparse en los poros de la roca.
- Se mezcla con el gas y el petróleo para mejorar la recuperación de la formación.
- Longitud de la fractura más eficaz para mejorar la eficiencia del proceso de fracturación.
- Las cantidades de GLP necesarios para la fracturación hidráulica pueden ser más bajos.
- No se requieren biocidas para ser bombeados en la formación.
- Las sales se recuperan con el GLP.
- Se recupera con el gas natural a la tubería y recuperado por gas de procesamiento se puede reciclar para la fracturación o venta.

4.4.3 Comportamiento del GLP Los fluidos a base de GLP gelificados son un sistema de fluidos de fracturamiento a base de hidrocarburos único diseñado para la estimulación del pozo de gas. Los fluidos de fracturamiento a base de aceite proporcionan una solución ideal para los yacimientos que son sensibles al agua, siempre se puede recuperar la mayor parte del aceite introducido en una base regular para evitar daños en la permeabilidad relativa.

La composición del aceite base utilizado juega un papel clave en la determinación de cómo rápida y completamente se puede recuperar. En general, cuanto menor es el peso molecular del hidrocarburo, el más volátil será y más fácil será para recuperar en un momento dado.

La recuperación del GLP en sí no es una preocupación porque una vez que el pozo está dispuesto para el flujo de retorno, una parte del GLP se puede producir de nuevo como un gas, depende de la temperatura y la presión. El GLP restante permanece disuelto en el fluido de hidrocarburos y se produce el retorno como una mezcla miscible utilizando un mecanismo de accionamiento de metano.

Mediante la eliminación de agua que tiene de GLP hasta un 80 - 90% del sistema total de líquidos, la limpieza es facilitada en gran medida, incluso en pozos que tienen muy baja permeabilidad y la presión del yacimiento.

Todos los fluidos de contraflujo son productos de tubería vendibles, en algunas situaciones, podría ser posible vaporizar y volver a comprimir el GLP en la superficie para su reutilización en posteriores tratamientos de fracturamiento. Este proceso purifica el GLP, eliminando automáticamente cualquier contaminante o productos químicos residuales, proporcionando un flujo de ingresos de compensación a los costos de fluidos originales.

El uso de grandes cantidades de gases requiere el despliegue de muchos camiones, unidades de almacenamiento a presión, y equipo de bombeo específico. Además, el manejo del GLP requiere de medidas adicionales de seguridad.

4.4.4 Ventajas y desventajas

- Una ventaja importante de este tipo de fluido es su compatibilidad con casi cualquier tipo de formación.
- Se requieren menos (o no) los aditivos químicos.
- El flujo de retorno directo a una tubería disponible se puede conseguir fácilmente.
- Baja viscosidad, densidad y tensión superficial del fluido, lo que resulta en un menor consumo de energía durante la fracturación.
- No hay pérdida de líquidos. Las tasas de recuperación son hasta del 100% posible.
- Abundante subproducto de la industria del gas natural.
- Aumento de la productividad del pozo.
- Tratamientos de fractura más eficaces.
- La quema reducida.

- Elimina el uso de agua potable en comparación con los fluidos a base de agua convencionales.
- Ofrece un menor costo por longitud de fractura que las estimulaciones a base de agua convencionales.
- Las desventajas están asociadas con altos costos potenciales y mayores preocupaciones con respecto a la seguridad del personal y el impacto ambiental en comparación con la mayoría de los fluidos a base de agua.
- Consiste en la manipulación de grandes cantidades de propano inflamable, por lo tanto, es potencialmente más arriesgado que otros fluidos y más adecuado en ambientes con baja densidad de población.
- El éxito depende de la capacidad de la formación para devolver la mayor parte de la vuelta a la superficie de propano para reducir el costo global.

4.5 FLOWBACK DE LOS FLUIDOS NO CONVENCIONALES

En la mayoría de los fluidos no convencionales implementados para desarrollar las operaciones de fracturamiento hidráulico con base a los fluidos de retorno son eliminados de por completo su tratamiento en algunos, y en otros se reduce su tratamiento en un 80%.

4.5.1 Flowback VES Una característica importante de este tipo de fluidos es que pueden recuperar parte de la deformación al ser retirado el esfuerzo aplicado durante el flujo, esto debido a sus comportamientos elásticos regidos por la ley de Hooke que es el efecto resorte y debido a esto no presentan degradación física

con el tiempo lo que hace que cuando está en cabeza de pozo para su tratamiento no necesita ningún tipo de surfactante o tratamiento especial.

4.5.2 Flowback metanol

4.5.3 Flowback fluidos criogénicos (Co₂ y N₂).

N₂

El gas nitrógeno también alivia las preocupaciones ambientales que intervienen en el agua producida resultante del fracturamiento hidráulico . Después inyectar el fluido no convencional (N₂ líquido) para fracturar una formación, volverá a una fase gaseosa y subir a la superficie, donde puede ser liberado de forma segura a la atmósfera. Este método fácil, ambientalmente seguro para la disposición es único, como gas nitrógeno, naturalmente, hace que el 78% del aire sea el ambiente. En conclusión El nitrógeno elimina o reduce significativamente los costes de eliminación de agua asociado ya que simplemente se pueda liberar a la atmósfera después de su uso.

Co₂

Existe el efecto de desorción de metano con el efecto simultáneo de adsorción de CO₂ que aumenta la producción. El efecto tiene lugar a nivel molecular, que con agua no tiene lugar. en formaciones de esquisto la mayoría de gas se adsorbe en la superficie de los poros y por lo tanto el efecto de la desorción del gas es muy deseable además Tampoco hay riesgo de "fuga" de CO₂ dentro de la formación, ya que es adsorbido, o "unido" a la superficie de la roca, y no, como en el caso del "*fracking*" con agua en un estado libre.

4.5.4 Flowback GLP El GLP al ser un producto de la familia de los hidrocarburos tiene la propiedad de al momento de ser inyectado y llegar a la formación hace que este fluido no convencional para fracturar se mezcle con los productos o hidrocarburos de la formación y sea un producto en cabeza de pozo disponible para la venta, disposición y comercialización evitando o eliminando tratamientos de los flujos de retorno.

5. EJEMPLOS DE APLICACIÓN DE LOS FLUIDOS NO CONVENCIONALES EN DIFERENTES CAMPOS.

La industria moderna de fracturamiento hidráulico se basa en fluidos a base de agua, debido a la disponibilidad general fácil y rápida de este fluido y de bajo costo; sin embargo, una dependencia de agua presenta varias deficiencias y problemas importantes:

En primer lugar, el agua puede causar daños a la formación significativa, lo que puede ocurrir como hinchazón arcilla y permeabilidad relativa efectos derivados de la retención de líquidos capilar (Mazza, 1997).

En Segundo lugar, los Mecanismos de daño de formación inhiben el flujo de hidrocarburos y, por tanto perjudican las tasas de producción y eficiencia de recuperación.

En tercer lugar, el uso del agua en grandes cantidades puede poner tensiones significativas en los entornos sociales y ambientales donde se producen las actividades de fracturamiento.

Es por esto que es de vital importancia la implementación de nuevas alternativas y opciones para desarrollar esta técnica, para mitigar estas deficiencias se plantea la implementación de fluidos no convencionales.

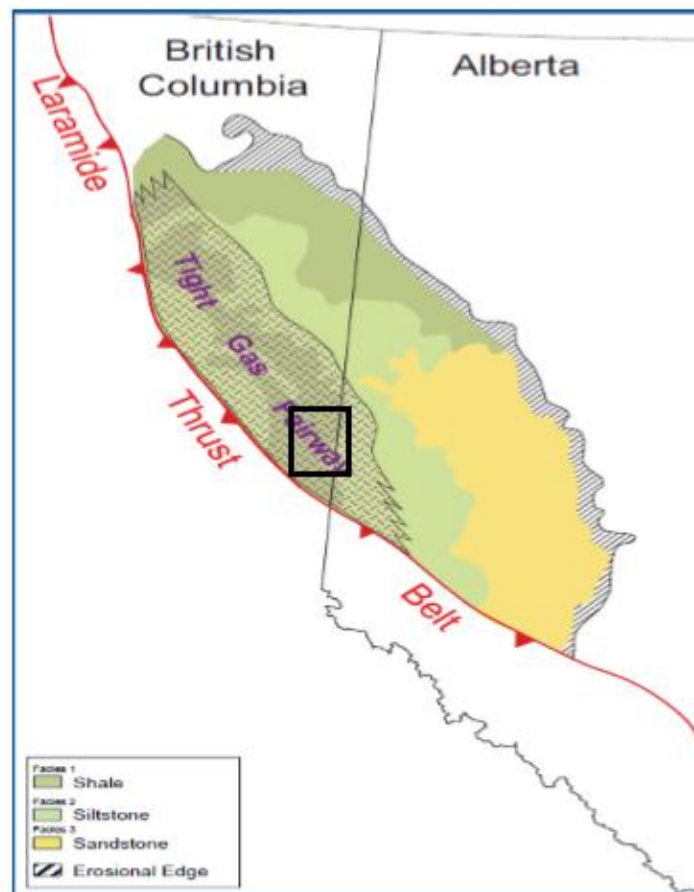
En este capítulo se presentan varios ejemplos de aplicación junto con el análisis de los resultados, comparando los fluidos convencionales y los no convencionales.

5.1 FLUIDOS CRIOGÉNICOS, NITRÓGENO Y DIÓXIDO DE CARBONO EJEMPLO DE APLICACIÓN DE MONTNEY (COMPARACIÓN).

5.1.1 Descripción del yacimiento. El reservorio no convencional de shale plays (MONTNEY) es uno de los más grandes del mundo en términos de hidrocarburos. La formación Triásico Inferior Montney se extiende más de 500 km de longitud y cubre un área estimada en 130.000 km².

La Figura 1 muestra un mapa de ubicación de la formación de Montney play, entre la Alberta - frontera Columbia Británica.

Figura 20. Reservorio Montney con zona de estudio destacado



Fuente: BMO A&D Drill Bits – October 2011.

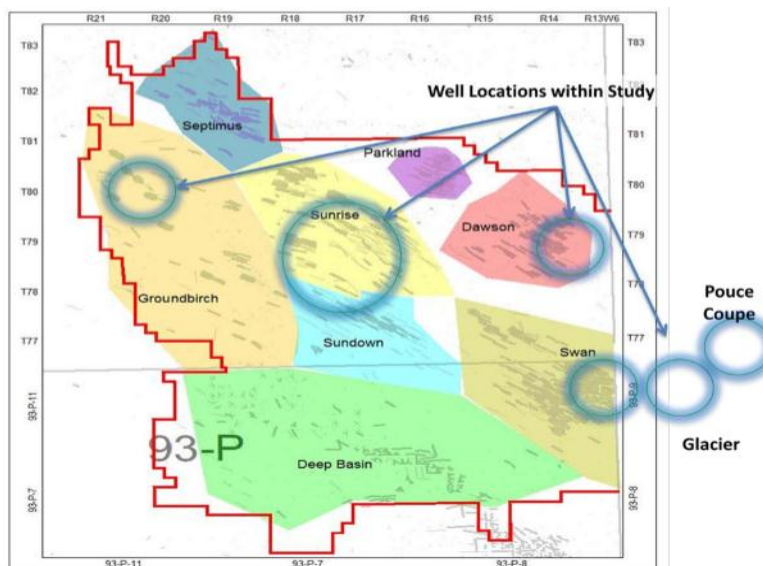
En la siguiente tabla se presenta en resumen los datos más relevantes del yacimiento

Tabla 33. Datos yacimiento MONTNEY

Descripción del yacimiento MONTNEY	
Profundidad	1700-1400 (metros)
Estimaciones de gas	449 Tcf de gas natural comercializable
Estimaciones de crudo	1.125 MMBO
Producción de gas	1,7 (MMPCD)
Producción de crudo	25,8 (MMBOD)
Pozos horizontales perforados	3.500 pozos multifracturados (MFHW)
La permeabilidad a los gases in-situ	0,001 a 0,06 MD

En la figura 21 se representa la ubicación y localización geográfica de los pozos de estudio.

Figura 21. Locación de los pozos de estudio del yacimiento Montney



Fuente: British Columbia Oil and Gas Commission.

Los volúmenes de producción de la Montney han aumentado de manera constante, a aproximadamente 3.9 bscfd and 62 kbbls/d de petróleo y condensado a partir de noviembre 2014.⁶⁷

Debido al espesor de la formación, el escenario más probable es el que desarrolla para aglomerar pozos horizontales, y este tipo de desarrollo se ha iniciado en unas pocas áreas. De tres a cuatro capas puede ser desarrolladas, con cuatro pozos por sección y separación lateral.

Reimer también sugirió que si una mitad de la superficie total de Montney fue finalmente desarrollada por completo, se requerirá a la industria que perforé 150.000 pozos horizontales.⁶⁸

5.1.2 Geología de Montney La Geología de Montney en cuanto a su mineralogía varía significativamente a través del reservorio no convencional, desde aproximadamente areniscas convencionales en el sureste y casi puros al noroeste. La mayor parte del reservorio no convencional consiste en limolitas intercaladas apretadas con lutitas delgadas y con cantidades variables de dolomita.

Por lo tanto, aparte de la más alta calidad, cerca de yacimientos convencionales arenisca Montney, la mayor parte del reservorio no convencional es susceptible a la fase de captura o imbibición de fluidos de tratamiento a base de agua.

La naturaleza es de ser muy apretados, por tanto las limolitas hace que las presiones capilares estén al límite de un nivel muy alto, y las presiones típicas

⁶⁷ ZINSELMAYER, R.,: Tower Montney Unconventional Oil Project – New Completion Technology Unlocks a Significant New Resource in BC; presented at the 9th Annual British Columbia Unconventional Gas Technical Forum, Victoria BC, Jun. 8 – 9 2015

⁶⁸ REIMER, J.,: Hydrocarbon Recovery Optimization in the Montney Formation: Framing Key Challenges Relating to Shale Gas Development for Industry and External Stakeholders; presentation at the CSUR Technical Luncheon, Calgary AB, Feb. 11 2015

drawdown no alcanzan el límite, es decir, el agua de tratamiento sigue siendo atrapada en el espacio poroso.⁶⁹

5.1.3 Historia del yacimiento Montney. La exploración y perforación en el área de interés comenzó en la década de 1950. El yacimiento Montney se encontró que era un intervalo en general no comercialmente productivo.

A finales de 1990 con un mayor conocimiento de las técnicas de fracturamiento de gas ajustados y altos precios del gas, algunos pozos verticales fueron un éxito comercial. La tecnología innovadora para abrir el camino de la producción de este campo ha sido la aplicación de pozos multifracturados (MFHW), que comenzó en 2005.

En estos sistemas de fluidos se han utilizado en más de 60 formaciones en el oeste de Canadá en los últimos 30 años, y ha demostrado ser exitoso en los reservorios donde las saturaciones de agua no se modifican significativamente debido al fluido de fractura.

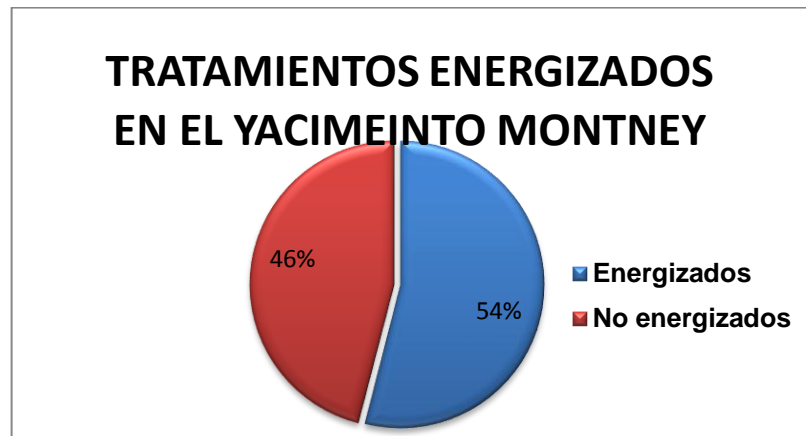
Los primeros diseños de fractura pozos multifracturados MFHW consistieron principalmente de 5 a 10 etapas, con una cantidad de 100 toneladas de agente de sostén por etapa, en alta calidad fluidos Poli emulsionado de CO₂. Estos diseños proporcionan un mayor cambio radical en la productividad y abren los caminos a analizar los reservorios no convencionales de play gas y oíl, que hoy en día representa un gran impacto en la economía.

5.1.4 Resultados. Entre el 2005 y 2012, 1.364 pozos horizontales se han perforado en el área de interés del yacimiento MONTNEY con el 54%, que se

⁶⁹ TAYLOR, R.S. et al, 2009: Montney Fracturing Fluid Considerations; CIPC paper no. 2009-154 presented at the Petroleum Society's 10th Annual Canadian International Petroleum Conference, Calgary AB, Jun. 16 – 18.

completa con los fluidos de fracturas energizadas y el 46% con trabajos no energizados. Como se representa la siguiente gráfica.

Figura 22. Tratamientos de fractura energizados en el área de interés



Fuente: El autor, datos de la Cnd Disc fracDB- audited anayzed, and key data-2008,2.

A continuación se presenta un resumen de los pozos en donde se aplicaron las técnicas no convencionales del reservorio MONTNEY.

Tabla 34. Distribución de los fluidos por campos del área de interés MONTNEY

FLUIDO DE FRACTURA	BASE AGUA	BINARIOS (CO2 Y N2)	CO2	N2	TOTAL
CAMPOS					
Swan		4	3	5	12
Glacier			6	3	9
Groundbirch	6				6
Sunrise	1		1	2	4
Sunset	4				4
Sundown		4			4
Pouce coupe		4			4
Dawson			2		2
TOTAL	11	12	12	10	45

En las siguientes graficas se presentan los resultados comparativos de los diferentes tipos de fluidos no convencionales. Se generan varios resultados donde nos permite obtener nuestras propias conclusiones y análisis de estos.

Figura 23. Comparación de los fluidos bajo el parámetro de volumen de agua bombeada

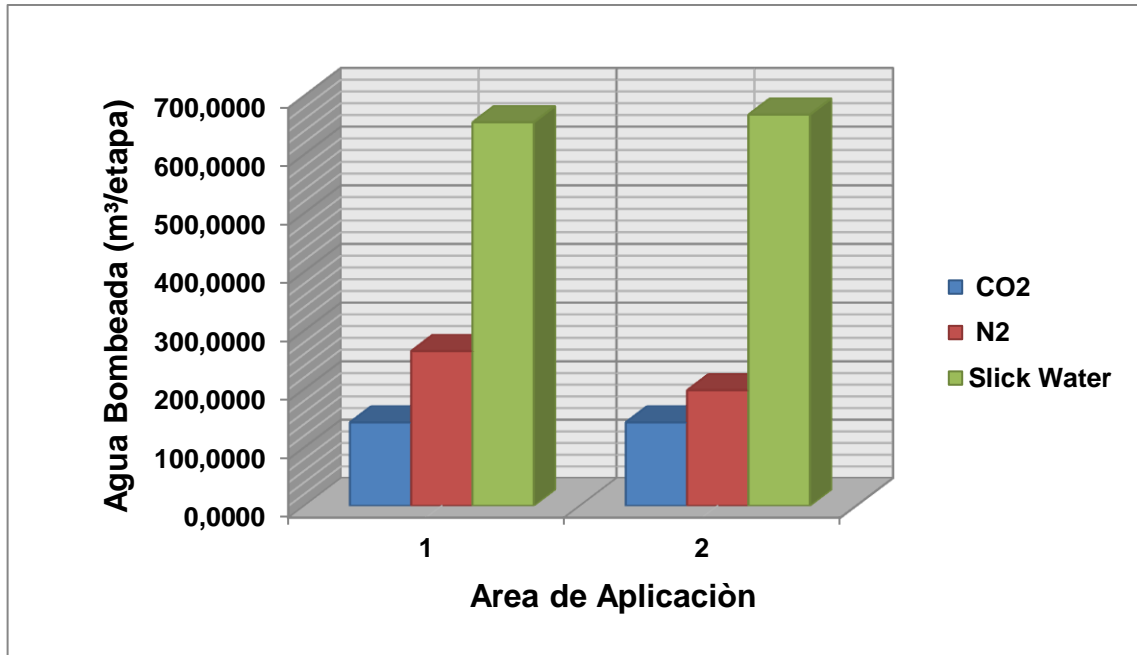


Figura 24. Comparación de los fluidos no convencionales bajo el parámetro de # de fracturas

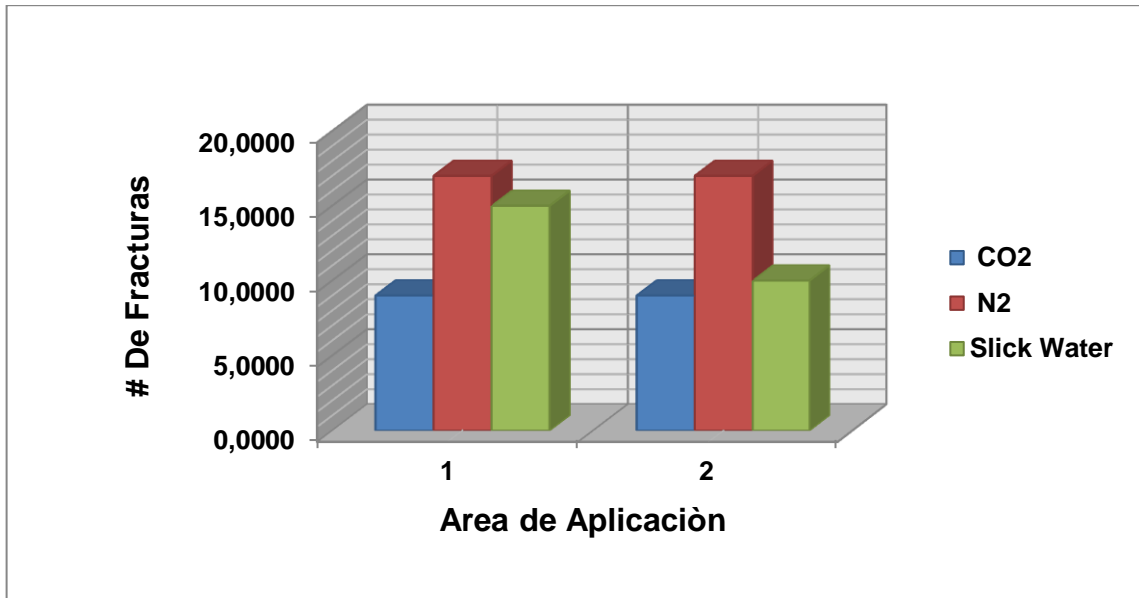


Figura 25. Comparación de los fluidos no convencionales bajo el parámetro de longitud de la fractura

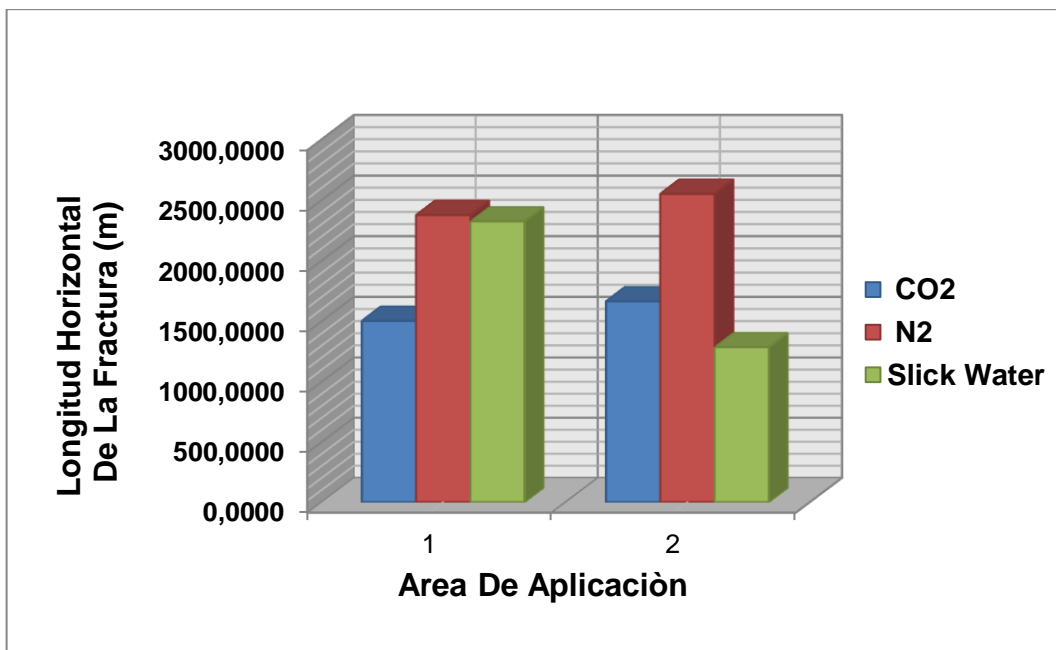


Figura 26. Comparación de los fluidos no convencionales bajo el parámetro de cantidad de propante

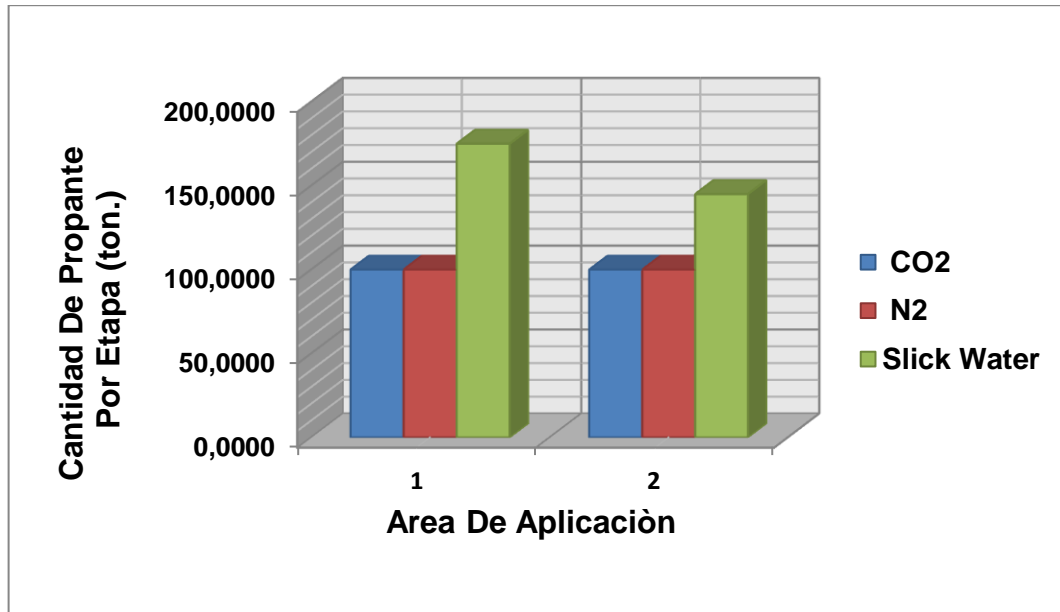
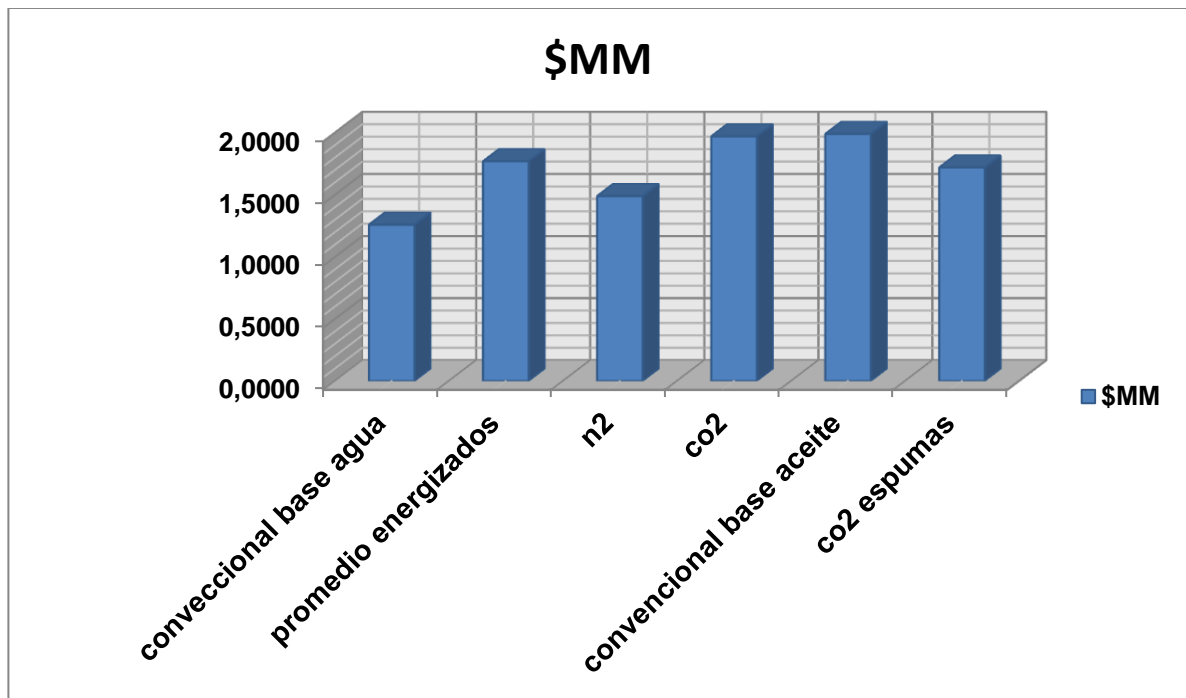


Figura 27. Comparación de costos de operación de todos los fluidos



5.1.5 Análisis de los resultados. Más allá de la recuperación de hidrocarburos adicional, existe una oportunidad para reducir los recursos del fracking; el consumo de agua, agente de sostén necesario, las tasas de inyección y presiones de inyección se puede reducir. El potencial beneficio ambiental es el consumo de agua o la cantidad que se utiliza que es considerablemente muy atractivo ya que se puede reducir el agua hasta en un 80% y puede, en sí mismo, justificar su uso de los fluidos no convencionales.

En este estudio se muestra claramente que los fluidos de fractura no convencionales como los a base espuma ya sea con n₂ o co₂ son superiores a agua aceitosa en el área de Montney en cuanto al parámetro de estudio como lo son la cantidad de fluido a bombear y los costos.

Fluidos a base de espuma (no convencionales) proporcionan fractura medias longitudes y conductividades más eficaces utilizando sólo el 75% de los volúmenes de fluido en el wellbore, 79% menos de volumen de agua fresca por pozo, y el 32% menos tonelaje de apuntalante por pozo. Cuando la producción se normaliza con respecto al agente de sostén bombeado, pozos de fluidos espumados son 2 veces más eficientes; y cuando se normalizó en el agua por bombeo, pozos de fluidos espuma son 7,2 veces más eficientes.

Los fluidos no convencionales proporcionan una mejor limpieza de la fractura y para las formaciones que poseen sensibilidades de agua probables en el depósito tiene un mejor desempeño Maximizando así el flujo de retorno / limpieza.

Los costos totales de terminación fueron aproximadamente 23% menos para el grupo de espuma.

Se encontró que el rango óptimo de la cantidad de apuntalante en toneladas en el área de interés ha de ser de 75 a 100 toneladas de apuntalante por etapa –

grandes cantidades en tonelajes mayores a dicha cantidad están potencialmente desperdiciadas y resultar en costos de tratamiento más altos.

Los tratamientos de fracturamiento con fluidos energizados o no convencionales puede ser más costoso; sin embargo, con un programa de tratamiento eficaz, los beneficios pueden ser mayores que los costos incrementales superando este factor económico.

5.2 (SEGUNDO EJEMPLO) FLUIDOS VISCOELÁSTICOS SURFACTANTES: EJEMPLO DE APLICACIÓN EN FORMACIÓN DE MESA VERDE EN ROCK SPRINGS WYOMING Y EL RENO OKLAHOMA (COMPARACIÓN)

Las propiedades del fluido VES se deben a su composición química única, sus moléculas son muy pequeñas con un tamaño del orden de 5.000 veces más pequeñas que las moléculas de Guar (convencional). El agente VES elimina el uso de polímeros en el fracking, siendo una ventaja debido a que contribuye a la baja permeabilidad del propante, lo que lleva a una baja efectividad del tratamiento.

Más de 2400 tratamientos de fracturamiento exitosos se han realizado con fluido VES y los resultados demostraron que ofrece una mejor oportunidad que los sistemas de polímeros para lograr la producción a largo plazo. Casos históricos de tratamientos de VES comparados con tratamientos de fluidos convencionales en pozos de gas de baja permeabilidad en Rock Springs, Wyoming y Oklahoma se presentan en este capítulo.

5.2.1 Descripción de la formación⁷⁰ Las rocas de la superficie sobre la mayor parte de la zona del distrito de Rock Springs, Wyoming comprenden la unión de la

⁷⁰ D.V.S Gupta, SPE, BJ Services Company. Unconventional Fracturing Fluids for Tight Gas Reservoirs. SPE International. 2009 January; 7934

parte superior Almond, Lewis, de la formación mesa verde. Aunque la mayoría de la producción de petróleo y gas en los campos de más edad es de trampas estructurales, el énfasis está en la exploración actual de gas estratigráficamente atrapado en la Mesa Verde.

Las areniscas de gas de la formación superior de Mesa Verde se encuentran a profundidades:

Tabla 35. Profundidades de la formación Mesa Verde

En el borde oriental de la cuenca	8000 pies (2400 m)
En la parte central de la cuenca	12000 pies (3600 m)

Las areniscas se encuentran intercaladas, lutitas, limolitas y carbones dentro de la zona de Almond y representan sedimentos de ambientes de depósito marinos y no marinos mezclados. Aunque las arenas que contienen el gas se encuentran en todas las unidades, el esfuerzo principal se centra actualmente en la parte superior de Almond de Mesa Verde.

La baja permeabilidad de estas areniscas se atribuye al alto grado de cementación y al hinchamiento de las arcillas observada en núcleos y recortes de perforación.

5.2.2 Descripción de los casos de aplicación⁷¹ Los datos mostrados a continuación corresponden a trabajos de fracturamiento hidráulico efectuados en campos productores en Estados Unidos.

⁷¹ MATHEW Samuel, SCHLUMBERGER, DAN Fu and RICH Downey, all SPE. Viscoelastic Surfactant Fracturing Fluids: Applications in Low Permeability Reservoirs. SPE International. 2000; 60322

Caso 1:

Dos pozos idénticos fueron fracturados hidráulicamente en la formación de Mesa Verde en Rock Springs, Wyoming. Ambos pozos tienen tres zonas (Baja almond, Media almond y Lewis) con las siguientes condiciones:

Tabla 36. Condiciones de operación del caso 1

Temperaturas del fondo del pozo	176 °F y 190 °F
Permeabilidades de la zonas	0.03 a 0.05 md
Gradiente de fractura	0,72 - 0,95 psi / ft.
Se bombeo a través de un tubo	2 7/8 pulgadas
Velocidad	24 a 31 barriles / min.

De estos dos pozos, el primero se estimuló con un fluido de baja Guar (25 libras / 1.000 galones) y el otro con el fluido VES.

En el primer pozo se utilizó un fluido de polímero que fue diseñado en base a la práctica habitual de los tratamientos en la zona. Después de que el pozo fluyo durante un corto período, se perforaron las otras dos zonas para determinar las características de la fractura producida por este tipo de fluido.

El pozo vecino con tres zonas idénticas se estimuló con el sistema de fluido VES. El propante y volúmenes de fluidos usados se calcularon a fin de lograr longitudes de fractura comparables a las fracturadas con el fluido de polímero.

Para determinar la presión de cierre de las fracturas, coeficiente de fuga de fluidos y la eficiencia de fluidos se realizó un tratamiento de calibración en la zona inferior de Almond, para así poder comparar el desempeño de los dos sistemas.

A continuación en la tabla 37 se muestra los parámetros de diseño para el caso 1

Tabla 37. Parámetros de diseño caso 1

Primer Pozo <i>Fluido de polímero (Guar)</i>	Segundo Pozo <i>Fluido VES</i>
<i>Presiones promedio de tratamiento</i>	
7000 psi	7850 psi
<i>Volumen de agente de sostén</i>	
81%	48%
<i>Volumen de almohadilla de las dos zonas superiores</i>	
32%	20%
<i>Eficiencia del fluido en la zona más baja</i>	
42%	50%

Los volúmenes de fluido y apuntalante utilizados para el tratamiento, y las propiedades de fractura hidráulica calculados se describen en la tabla 38.

Tabla 38. Comparación de los parámetros de trabajo y simulaciones de fractura con fluido de polímero y fluido VES

	Lower Almond		Middle Almond		Lewis		Total		Promedio por pozo	
	VES	Guar	VES	Guar	VES	Guar	VES	Guar	VES	Guar
Volumen del Propante (lb)	86k	140k	106k	121k	118k	217k	310k	478k	103	159
Volumen Fluido (bbl)	1049	1727	951	1609	877	2084	2877	5420	959	1806
Volumen de almohadilla (bbl)	354	662	427	714	164	723	945	2099	315	700
Conductividad (md/ft)	511	394	1096	270	908	697			838	453
Longitud de la fractura (ft)	369	385	438	435	204	385			337	401
Altura de la fractura (ft)	97	167	80	203	127	245			101	205

	Lower Almond		Middle Almond		Lewis		Total		Promedio por pozo	
	VES	Guar	VES	Guar	VES	Guar	VES	Guar	VES	Guar
Producción acumulada durante los primeros seis meses (MMscf/D)							222,151	162,568		

Fuente: Viscoelastic Surfactant Fracturing Fluids: Applications in Low Permeability Reservoirs. SPE International. 2000; 60322.

Caso 2

Este caso describe el tratamiento de estimulación en El Reno, Oklahoma, donde los fluidos VES mostraron que la eficiencia del fluido es superior sobre los fluidos a base de polímeros.

Condiciones de operación del caso 2

BHT	190 °F
Permeabilidades de la formación	0.3 md

En base a la experiencia previa en este yacimiento, el tratamiento fue diseñado originalmente con el 38% volumen de almohadilla.

Como resultado, el trabajo fue rediseñado usando menos del 10% del volumen de almohadilla seguido de una agresiva programación de apuntalante con etapas de 4, 6 y 8 ppa. El programa de tratamiento para este trabajo se da en la Tabla N° 39.

Tabla 39. Programa de tratamiento caso 2

Programa de trabajo de los fluidos.	(Fluido de polímero)	(Fluido VES)
Volumen de almohadilla	9,000 gal (38 %)	843 gal (8%)
2 ppa	4,000 gal	--
4 ppa	4,000 gal	2,000 gal
6 ppa	7,000 gal	3,000 gal
8 ppa	--	5,000 gal
Total fluidos	24,000 gal	10,843 gal
Total propante	66,000 lb	66,000 lb
Eficiencia del fluido		>85%

Fuente: Viscoelastic Surfactant Fracturing Fluids: Applications in Low Permeability Reservoirs. SPE International. 2000; 60322.

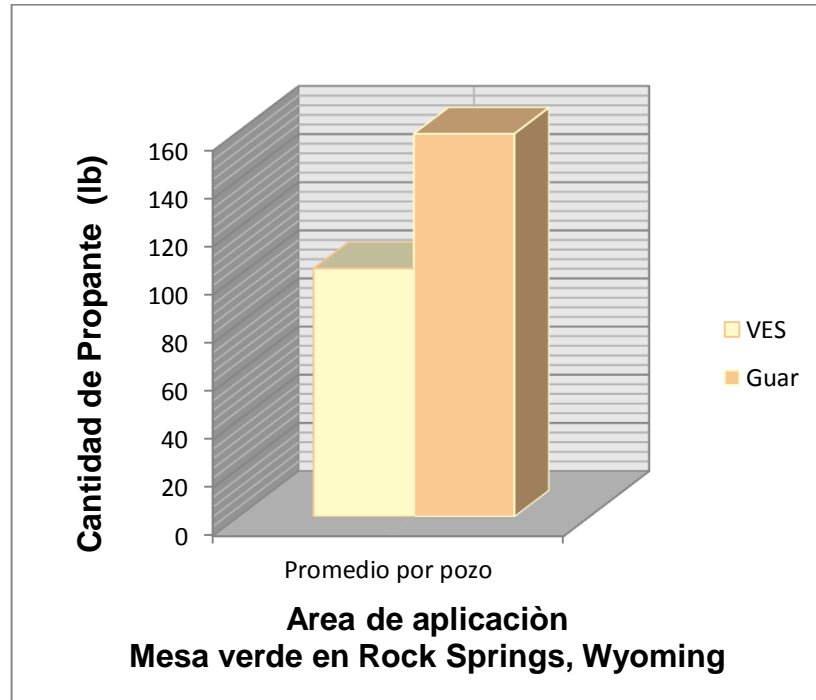
Debido a la alta eficiencia del fluido VES, el volumen de fluido usado para el tratamiento se redujo en un 55% con respecto a lo que normalmente es diseñado para un fluido de polímero.

5.2.3 Resultados De los datos obtenidos del estudio realizado en los campos productores de Estados Unidos. Se presentan los resultados comparativos de los fluidos utilizados en el tratamiento: fluido de polímero (Guar) y fluido no convencional (VES), para el ejemplo de Mesa Verde en Rock Springs, Wyoming y el Reno Oklahoma.

A continuación se muestran los diferentes parámetros analizados en las siguientes graficas:

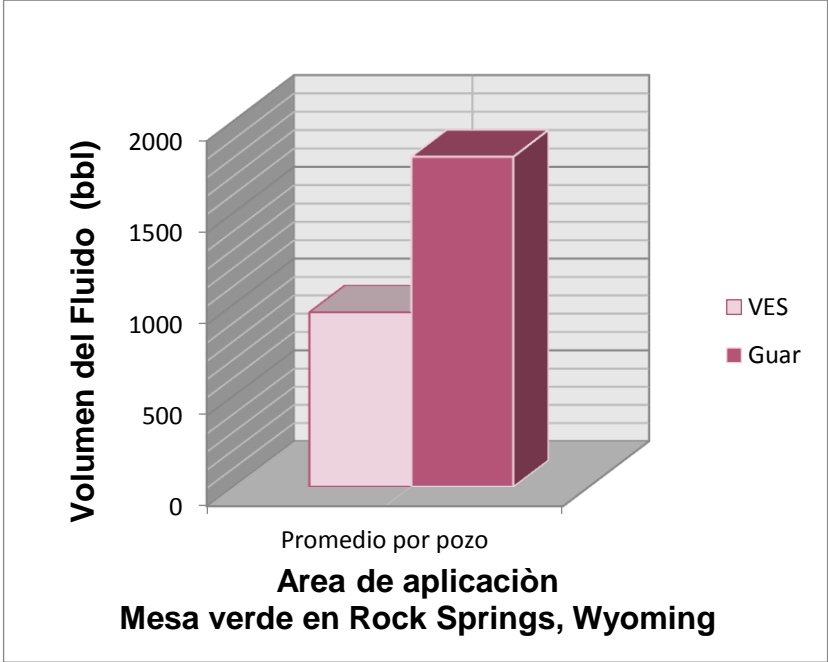
Caso 1: Mesa Verde en Rock Springs, Wyoming.

Figura 28. Comparación de los fluidos bajo el parámetro de volumen del propante



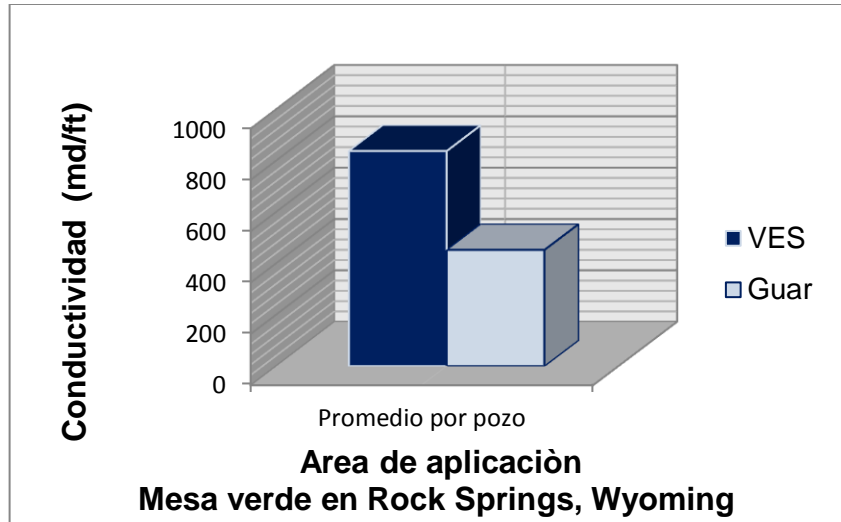
VES	103 lb
GUAR	159 lb

Figura 29: Comparación de los fluidos bajo el parámetro de volumen del fluido



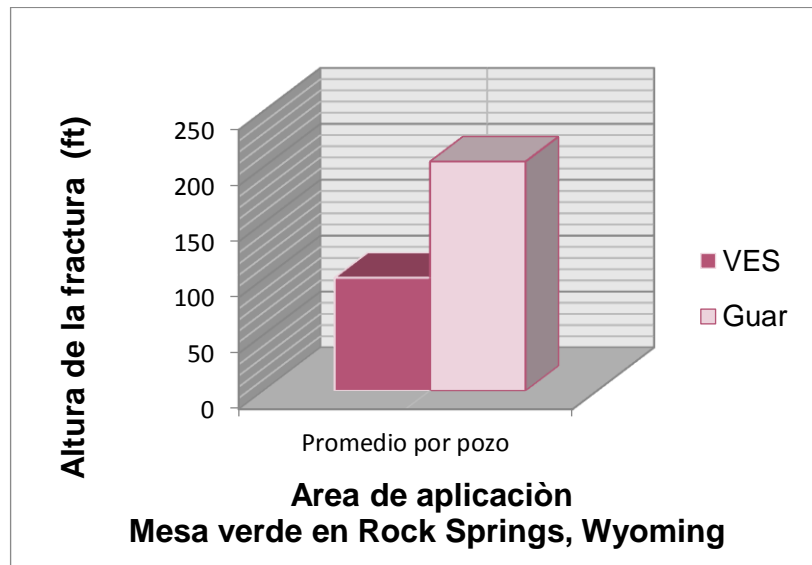
VES	959 bbl
GUAR	1806 bbl

Figura 30. Comparación de los fluidos bajo el parámetro de la conductividad



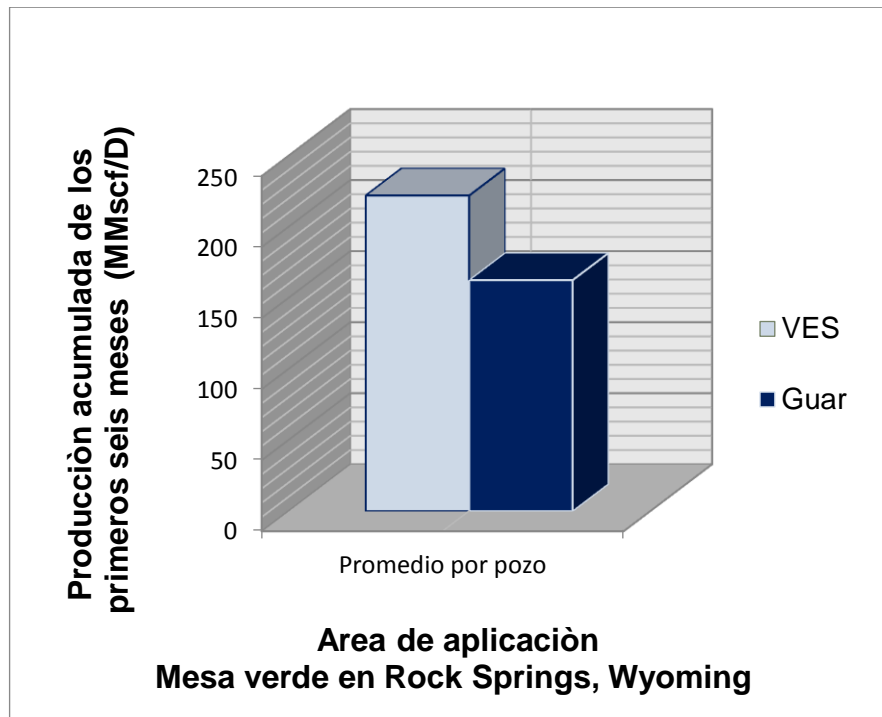
VES	838 md/ft
GUAR	453 md/ft

Figura 31. Comparación de los fluidos bajo la altura de la fractura



VES	101 ft
GUAR	205 ft

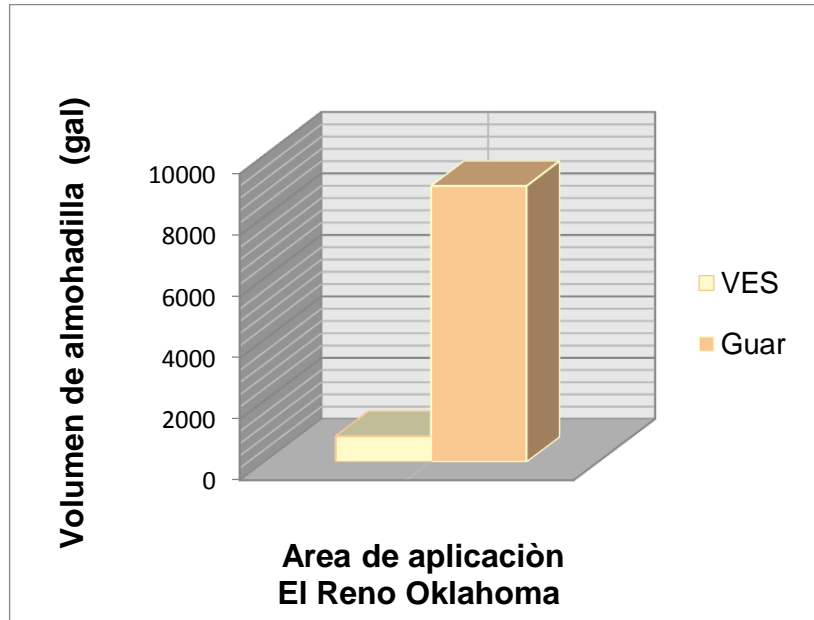
Figura 32. Comparación de la producción acumulada de los primeros seis meses



VES	222,151 MMscf/D
GUAR	162,568 MMscf/D

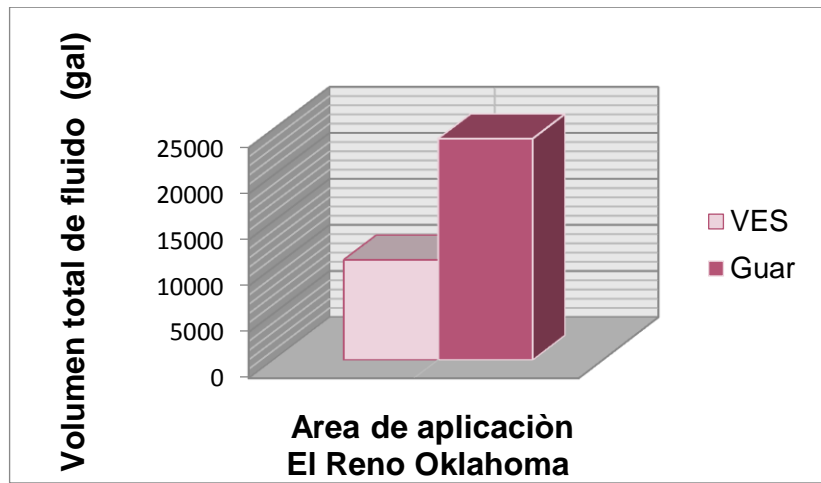
Caso 2: El Reno Oklahoma

Figura 33. Comparación de los fluidos bajo el parámetro de volumen de almohadilla



VES	843 gal (8%)
GUAR	9000 gal (38%)

Figura 34. Comparación de los fluidos bajo el parámetro de volumen total de fluido



VES	10843 gal
GUAR	24000 gal

5.2.4 Análisis de los resultados Estos análisis se realizan en base de los datos del estudio realizado en la formación de Mesa Verde en Wyoming y el Reno Oklahoma, con fluidos de fractura viscoelásticos y no viscoelásticos (poliméricos) con el fin de generar un punto de comparación entre ellos.

Los resultados de campo han demostrado que los fluidos VES proporcionan los siguientes beneficios sobre los sistemas de fluidos de polímeros convencionales:

Tabla 40. Beneficios de los fluidos VES sobre los sistemas de fluido Guar

• El volumen de fluido usado para el tratamiento es menor
• Una mayor conductividad del apuntalante.
• Longitud de fractura efectiva más larga.
• Menor crecimiento en altura de la fractura.
• Aumento en la producción de gas
• Menor volumen de almohadilla

Debido a la alta eficiencia del fluido VES, el volumen de fluido usado para el tratamiento se redujo en un 55% con respecto a lo que normalmente es diseñado para un fluido de polímero, así mismo se evidenciaron los volúmenes bajos de almohadilla en las pruebas de calibración.

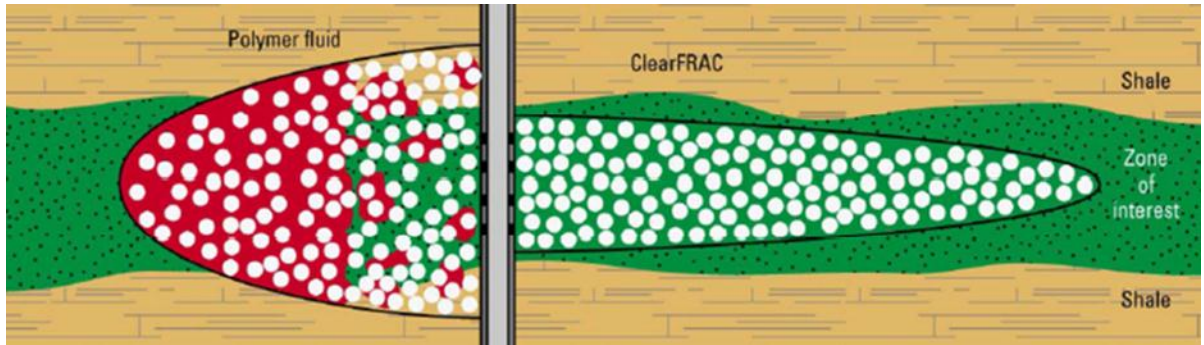
En todos estos estudios se ha visto que la conductividad del agente de sostén se puede obtener con menos volumen de apuntalante con los fluidos VES, especialmente si se los compara con sistemas que utilizan polímeros convencionales.

Conservando la conductividad del apuntalante y las altas eficiencias de fluido (~85%), los VES no perjudican el rendimiento de la eficiencia de la longitud de fractura, debido a las bajas viscosidades de estos fluidos que mantienen una fractura angosta además de aportar en el crecimiento de la misma hacia adentro de la formación (crecimiento horizontal).

La principal diferencia entre el sistema de polímero y tratamientos VES es la altura de la fractura resultante. Las alturas de fractura para los fluidos poliméricos fueron más del doble en comparación con los fluidos VES y dieron lugar a fracturas fuera de las zonas productivas. Con la baja viscosidad de los fluidos VES, la fractura tiende a permanecer confinada en la zona productiva.

Los resultados mostraron que estas características únicas del fluido pueden resultar en fracturas largas y eficaces en comparación con aquellas con fluidos poliméricos como lo muestra la figura 35.

Figura 35. Esquema de fracturas con fluidos poliméricos y VES



Fuente: ARMSTRONG, 1995 (27)

El efecto de los fluidos VES también se ve reflejado en la limpieza del pozo y en el incremento de la producción, con este sistema la limpieza se lleva a cabo más rápido que los pozos fracturados con los sistemas a base de polímeros, logrando así mayores tasas de producción.

Los resultados muestran que los pozos intervenidos con la tecnología VES logran una mejor producción; 222,151 MMSCF / D en comparación con 162,568 MMSCF / D de los pozos tratados con fluido convencional, (Se compara la producción acumulada de cada pozo después del FH).

La grafica 33 exponen los resultados encontrados, en donde se evidencia los aumentos en la producción de gas obtenido con los fluidos VES que casi duplican los obtenidos con los fluidos convencionales.

Las características de los fluidos VES optimizan la mayoría de las operaciones mejorando la producción de hidrocarburos.

6. EJEMPLO DE APLICACIÓN DE LOS FLUIDOS NO CONVENCIONALES PARA EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN COLOMBIA “PROYECTO APE VMM-3”

6.1 ASPECTOS GENERALES DEL PROYECTO

En Colombia existen seis (6) contratos de hidrocarburos no convencionales pero este es el primer contrato adicional para este tipo de actividad, con la que se extraen los hidrocarburos que reposan en una capa más profunda de la tierra y que requieren la utilización de tecnología como el fracturamiento hidráulico.

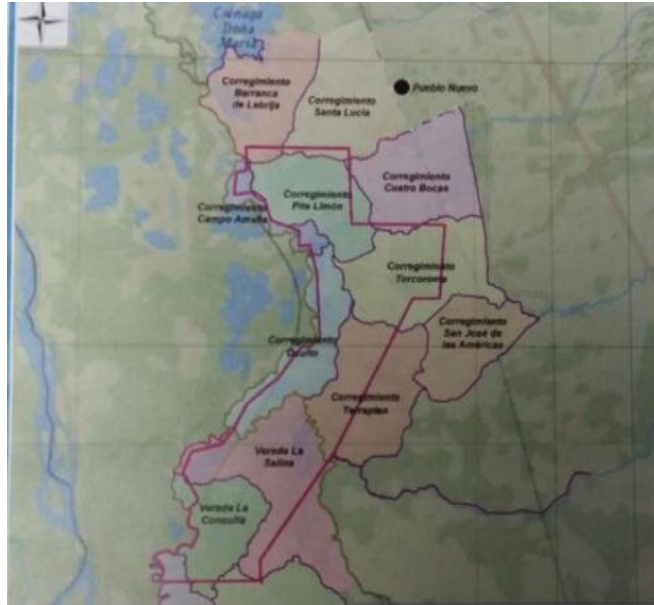
Aunque este tipo de explotación, conocida como fracking o fracturamiento hidráulico, ha sido fuertemente criticado en todo el mundo por las consecuencias ambientales, ninguno de los seis (6) contratos firmados ha podido iniciar su operación en Colombia por esta razón.

El proyecto contará con un plazo de nueve años de exploración y 30 más como período de explotación y las inversiones para este contrato superarán los US\$85 millones de dólares.

La explotación de petróleo no convencional se da en los departamentos de Cesar y Santander como se muestra en grafica 37.

6.1.1 Localización del proyecto.

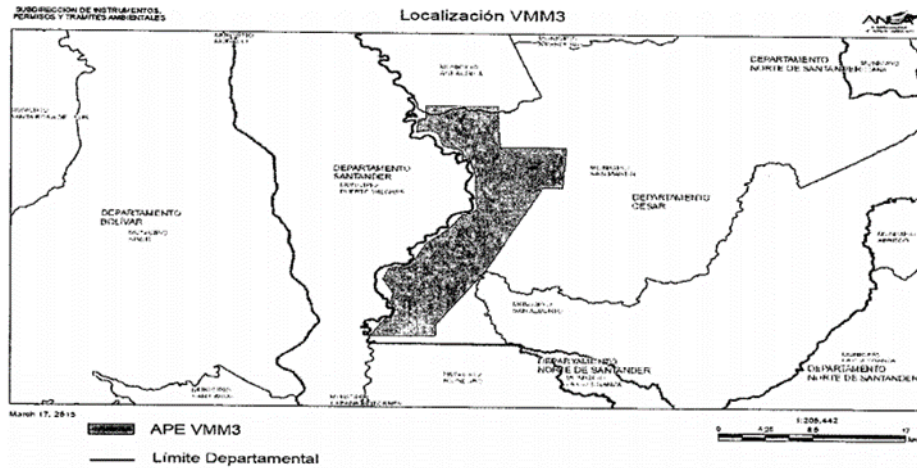
Figura 36. Localización del área del proyecto VMM-3



Fuente: SIG WEB ANLA 2016.

El Área de Perforación Exploratoria (APE VMM-3) se localiza al interior del Bloque VMM-3, se encuentra en jurisdicción de los municipios de Aguachica y San Martín, en el Departamento de Cesar, y Rionegro, en el Departamento de Santander.

Figura 37. Localización del bloque VMM-3



Fuente: SIG WEB ANLA 2015.

En la siguiente tabla se presenta la información estructurada del área de influencia en diferentes veredas o corregimientos del “Proyecto APE VMM-3”

Tabla 41. Información estructurada del área de influencia del proyecto APE VMM-3

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	VEREDA/CORREGIMIENTO
SANTANDER	RIONEGRO	Vereda la Salina
		Vereda la Consulta
		Vereda la Musanda baja
		Vereda Montañitas Alta
		Vereda San José de los Chorros
CESAR	San Martín	Corregimiento Puerto Oculito
		Corregimiento Terraplén
		Corregimiento Torcoroma
		Corregimiento Pita Limón
		Corregimiento Cuatro Bocas
		Pueblo Nuevo
	Corregimiento San José de las Américas	
	Aguachica	Corregimiento Campo Amalia
		Corregimiento Barranca Lebrija

DEPARTAMENTO	MUNICIPIO	VEREDA/CORREGIMIENTO
		Corregimiento Santa Lucía.

Fuente: EIA proyecto APE VMM-3

6.1.2 Componentes y actividades Autorizados. Para el Área de Perforación Exploratoria del proyecto VMM-3, se tiene previsto el desarrollo de las siguientes actividades están representadas en la siguiente tabla:

Tabla 42. Actividades que hacen parte del proyecto APE VMM-3

Actividad	Comentarios
Adecuación de las vías existentes	Adecuación de las vías existentes de las cuales se encontraron en total aproximadamente 306.171 Km, en los tramos que lo ameriten que conduzcan hacia y en el interior del Área de Perforación Exploratoria VMM-3, con una longitud de 93.576 km aproximadamente, estos puntos o tramos objeto de adecuación se definirán en los Planes de Manejo Ambiental específicos dependiendo de la ubicación de los pozos a perforar
Construcción de 10 locaciones	Construcción de hasta 10 locaciones incluida la del pozo picoplata#1. 5 pozos por locación de 7 Ha . Por locación área adicional de 1.3 Ha . Para facilidades tempranas de producción y 1 Ha para helipuerto.
Construcción y adecuación de dos (2) Zonas de Disposición de Materiales Estériles.	Construcción y adecuación de dos (2) Zonas de Disposición de Materiales Estériles (ZODMEs), con un área de intervención de hasta dos (2) Ha
Actividades de Perforación	Perforación de hasta dos (2) pozos por plataforma a profundidades verticales de hasta 20.300 pies (6182 metros) y profundidades horizontales de hasta 10.200 pies (3109 metros)
Estimulación hidráulica	Operación de equipos de simulación hidráulica , junto con el bombeo de fluido para la estimulación hidráulica , hasta 200 etapas de estimulación hidráulica por pozo

Actividad	Comentarios
Actividades de Producción	Instalación de facilidades para pruebas cortas y extensas en áreas aledañas a cada una de las locaciones proyectadas, las cuales se ubicarán en un área de una (1) ha aledaña a cada una de las ocho (8) locaciones previstas. Incluirán la instalación de equipos para la quema de hidrocarburos gaseoso se instalación de equipos para separar y evacuar los hidrocarburos líquidos durante las pruebas de producción. Se realizarán pruebas cortas de producción con una duración entre 15 y 30 días y pruebas extensas de producción con una duración de hasta 1 año
Riego en vías	Las aguas residuales tratadas se dispondrán en las vías del proyecto para disminuir el material particulado.
Entrega de agua a terceros	Entrega del agua residual a terceros que tengan permiso ambiental
Abandono y restauración final	Abandono y Restauración final de las áreas ocupadas por las obras civiles. El abandono y restauración final de todo el proyecto exploratorio, el cual tendrá- variaciones dependiendo si el pozo resulta seco o productor.

Fuente: EIA proyecto APE VMM-3

6.2 GEOLOGÍA

Roca generadora: las principales rocas fuente en la cuenca fueron depositadas durante dos eventos anóxicos globales y corresponden a las calizas y lutitas.

Migración: La discordancia del eoceno produce un sistema de rutas de migración apropiado para el transporte de los hidrocarburos.

Se han identificado tres tipos:

Migración vertical directa de los hidrocarburos generados en la formación la luna hacia la discordancia del eoceno.- migración lateral a lo largo de las areniscas del eoceno.- migración vertical a través de superficies de falla en áreas donde la formación la luna no está en contacto con la discordancia del eoceno.

Roca reservorio: El 97% del petróleo probado en la cuenca proviene de areniscas continentales cenozoicas (formaciones lisama, esmeraldas, la paz, colorado y mugrosa), con promedios de porosidad entre 15-20% y permeabilidad de 20-600 md. Los depósitos Calcáreos fracturados (Grupo Calcáreo Basal y Formación La Luna) poseen un potencial exploratorio; sin embargo, no han sido estudiados en detalle.

Roca sello: Las Lutitas marinas de las formaciones Simití y Umir representan los sellos de los potenciales reservorios cretácicos. En contraste las arcillocitas plásticas continentales de las formaciones Esmeraldas y Colorado constituyen los sellos para los reservorios cenozoicos.

Trampas: Cuatro importantes tipos de trampas han sido identificadas:

1. Pliegues contraccionales asociados a fallas bajo superficies de cabalgamiento
2. Estructuras dúplex de cabalgamiento con cierre independiente
3. Cierres dependientes de falla
4. Trampas en el lado bajo de las fallas sellantes

Desde el punto de vista local, para el Área de Perforación Exploratoria - APE VMM-3 sólo se encuentran depósitos cuaternarios. Estos materiales corresponden a sedimentos transportados y depositados por las corrientes principales de los Ríos Magdalena y Lebrija y a diferentes procesos de sedimentación.

En general se distinguen depósitos que corresponden a diferentes ambientes de depósito y procesos sedimentarios tales como depósitos fluvio-lacustres (Qfl), llanuras de inundación (Ola_i), y depósitos de abanicos y terrazas aluviales (Ocal).

6.3 HIDROLOGÍA.

La caracterización realizada por la Empresa se realizó a partir de la información secundaria y a partir de información obtenida tras las labores de campo, logrando de esta manera establecer e identificar la red hidrográfica presente en la zona de estudio. El estudio determinó datos morfo métricos de fuentes hídricas, caudales y calidad del agua presente en este recurso.

El Área de Influencia Directa - AID del Área de Perforación Exploratoria - APE VMM-3, hace parte de la gran cuenca del río Magdalena, de la que es tributaria la cuenca del río Lebrija, la cual se compone de las subcuenclas y microcuenclas que determinan la dinámica hidrológica en el área.

En cuanto a sistema lóaticos del Área de Influencia Directa - AID, presenta la descripción de Río Lebrija, Caño Icacal, Quebrada La Hulla, Quebrada La Raya, Caño Caíarcá, Quebrada Torcoroma, Caño Arenas, Complejo cenagoso del Caño ¡caca¡ compuesto por el Caño Caimán, Caño La Pola, Caño Aguas Negras, Caño Popal, Caño Jiménez, Caño Cacao, Caño Coloso, Quebrada La Musanda, Quebrada La Salina y Caño Montañita.

En cuanto a dinámica fluvial, el estudio concluye que los drenajes de segundo orden hacia arriba presentan poca movilidad en sus cauces, puesto que, se han entallado en las unidades descritas como paisaje de terrazas y abanicos, localizadas hacia el costado oriental del Área de Perforación Exploratoria - APE VMM-3, estos cauces presentan poca movilidad y los cambios que se presentan

obedecen a estrangulamiento local de pequeños meandros, a su vez sus franjas aluviales son muy estrechas.

El Río Lebrija con sus interfluvios muestran patrones trenzados, meándricos y lagunares; los cuales, los caracteriza con una amplia movilidad, donde predominan procesos de socavación y avulsión que se traducen en cambios locales del cauce y diversificación de canales, cada vez que se presentan crecientes extremas.

El mayor índice de cambios en los cursos de los cuerpos lentícos y loticos, se observa en la franja aluvial fluvio-lacustre del Río Lebrija. Adicionalmente, el estudio indica que en la medida que éste río va descendiendo, cambia paulatinamente de patrón de drenaje, inicialmente en su parte sur, antes de ingresar al Área de Perforación Exploratoria - APE VMM-3 y hasta su parte media, es de tipo meándrico, luego pasa a trenzado, hasta la confluencia con el Río Magdalena, donde se toma menos meándrico, pero continua presentando tramos trenzados.

Se presentan las estimaciones de los caudales de las corrientes principales del área, siguiendo la metodología con la que se establecen los caudales de las corrientes donde se solicita permiso de uso y/o aprovechamiento.

6.4 DEMANDA DE RECURSOS

Que el Concepto Técnico de Evaluación 9407 de 01 de julio de 2014, en cuanto a la demanda de recursos del proyecto, determinó incorporar lo dispuesto en el concepto remitido por la Corporación Autónoma del Cesar - CORPOCESAR y posteriormente las consideraciones realizadas por esta Autoridad respecto a los permisos de uso y aprovechamiento de los recursos naturales solicitados por la

Empresa para la ejecución del proyecto, señalando que la Corporación Autónoma Regional para el desarrollo de la Meseta de Bucaramanga - CDMB, no remitió a esta Autoridad pronunciamiento alguno.

6.4.1 Concesión de Aguas

6.4.1.1 Aguas superficiales Consideraciones de conceptos técnicos relacionados Mediante radicado 4120-E1-31690 de 19 de Junio de 2014 la Corporación Autónoma Regional del Cesar -CORPOCESAR, remitió el informe técnico de fecha 9 de junio de 2014, que contiene la evaluación documental a la información adicional solicitada por la ANLA mediante Auto 3246 de 10 de octubre de 2013.

Con respecto a la concesión de aguas CORPOCESAR presenta como observación que los cuerpos de aguas seleccionados tienen la capacidad de abastecer los requerimientos del recurso para el desarrollo de las actividades del proyecto en cualquier época del año, se incluye como medida de manejo, la necesidad de mantener una supervisión permanente en cada punto de toma.

Cabe recalcar muy importante que, en caso de que se observe un agotamiento del recurso o una reducción significativa del mismo, se tendrá que suspender la captación; todo está teniendo en cuenta que en el transcurso del análisis de documento se pudo establecer que durante la de estiaje las fuentes hídricas diferentes al no Lebrija y al caño Icacal disminuyen considerablemente los caudales, por consiguiente se debe realizarlas captación únicamente en temporada de lluvias". Esto debido al fenómeno del niño que año tras año es más fuerte.

Dicha observación se tuvo en cuenta en las consideraciones de la ANLA y en el presente acto administrativo, en donde se establece que las captaciones sobre las

quebradas La Musanda y Torcoroma se podrán realizar únicamente cuando la fuente hídrica presente un caudal superior o igual al de estiaje.

6.5 CAUDALES REQUERIDOS DE AGUA PARA EL “PROYECTO VMM-3”

El estudio indica que las aguas requeridas para el proyecto serán utilizadas durante la ejecución de las actividades programadas en el Área de Perforación Exploratoria - APE VMM-3, en las etapas de Adecuación y Construcción, Perforación y Desmantelamiento y Abandono. Dichas actividades implican desarrollar igualmente la adecuación de los corredores viales existentes y construcción de accesos internos que permitan el ingreso a las áreas donde se ubicarán las futuras locaciones, por lo cual, la Empresa indica que se requerirá del uso del recurso hídrico, tanto para uso industrial como para uso doméstico.

A continuación se especifica la cantidad de agua en litros por día requerida por la empresa para la ejecución del proyecto.

Tabla 43. Caudales de agua requeridos para el “APE VMM-3”

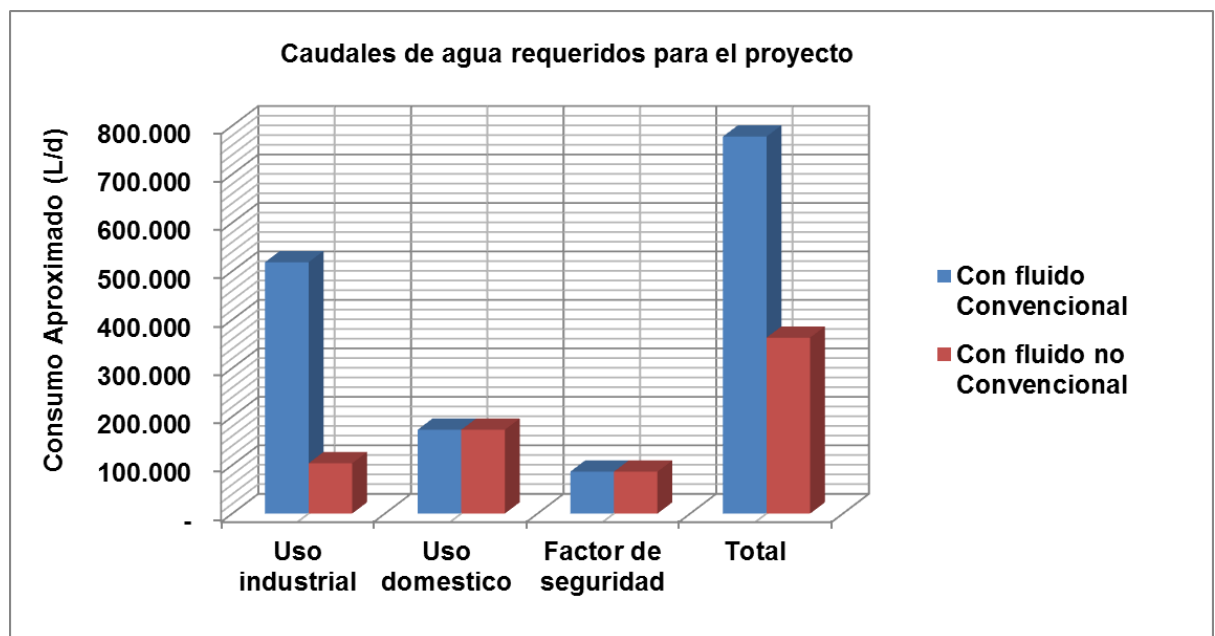
	Con fluido Convencional	Con fluido no Convencional (caso hipotético)
Tipo de uso	Consumo Aproximado (L/d)	Consumo Aproximado (L/d)
Uso industrial	518.400	103.680
Uso domestico	172.800	172.800
Factor de seguridad	86.400	69.120
Total	777.600	362.880

Dicho lo anterior se plantea la necesidad de solucionar el problema del abastecimiento del fluido (agua) que es una variable directamente proporcional al desarrollo del proyecto, ya que sin este se llevaran a cabalidad varias operaciones de perforación en este caso el fracturamiento hidráulico.

Con la implementación de los fluidos no convencionales para el desarrollo del proyecto se reduce en 40-45% aproximadamente la utilización de este fluido (agua) además de tener otras ventajas operacionales como las formaciones sensibles al agua.

En la siguiente grafica se compara los dos casos el caso con el fluido convencional y el caso hipotético.

Figura 38. Comparación de caudales requeridos para el “APE VMM-3”



Los valores mostrados en la gráfica se refieren a consumos máximos estimados que se pueden generar durante las actividades de construcción y perforación exploratoria de cada pozo dentro del APE.

El consumo del fluido convencional en este caso el agua, es bastante tomando como referencia las fuentes hídricas y la disposición de estos cuerpos de agua evidenciadas en la tabla oferta hídrica disponible, como bien se dejó estipulado en

el EIA solo se puede disponer de este fluido durante cierto periodos de tiempo del año es decir no se tiene disponibilidad total

Por razones obvias como es el fenómeno del niño el estiaje de estos cuerpos de agua son bastantes notorios años tras años debido a este fenómeno natural.

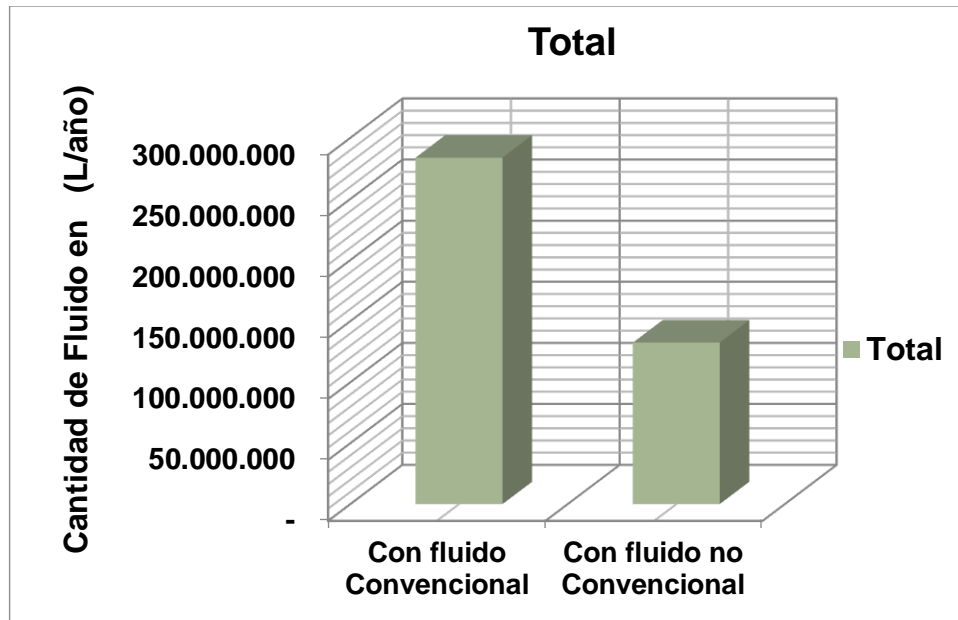
Dicho lo anterior se plantea la necesidad de implementar la utilización de otro fluido para llevar a cabalidad el proyecto como es el fluido no convencional (fluidos criogénicos) en este caso el N2 ya que cumple con la mayoría de las características técnicas y operacionales porque este se acopla más las condiciones de la formación y compatible con otros fluidos.

Tabla 44. Cantidad total de fluido por año

	Con fluido Convencional	Con fluido no Convencional (Caso hipotético)
Total	283.824.000	132.451.200

En la siguiente figura se muestra la utilización total de fluido por año.

Figura 39. Comparación anual de los fluidos



Análisis de los resultados

El FNC (fluido no convencional) para el caso hipotético del ejemplo del campo VMM-3 a implementar es un fluido binario una mezcla entre fluidos criogénicos de CO₂ y N₂, condicionalmente este tipo de FNC analizando sus características técnicas, ventajas y desventajas operacionales es el que más se ajusta a las condiciones de la formación

Una de las razones por las que selecciono este tipo de FNC fue por las condiciones técnicas-operacionales que este brinda, La principal es por su baja viscosidad del FNC, lo que lleva a una baja concentración Proppant por ende los tamaños del agente de sostén son más pequeños, lo que conduce a una disminución de la conductividad de la fractura disminuyendo que ambientalmente reduce un inminente peligro al comunicar estos fluidos con los cuerpos de agua subterráneos por medio de las fracturas.

Como conclusión se demuestra en la gráfica la notoria diferencia con un aproximado del 50-55% de cantidad menos a utilizar solucionando así el problema de la falta de disposición de este fluido convencional (agua)

6.6 IMPACTOS AMBIENTALES DEL PROYECTO ⁷²

En el estudio se identificaron doce (12) aljibes y sesenta y cinco (65) pozos, para un total de setenta y siete (77) puntos de captación de agua subterránea. El 90% del agua subterránea de los pozos es utilizada para labores domésticas, consumo humano, uso agrícola, uso industrial y abastecimiento público, mientras que el 10% restante se encuentra en desuso por diferentes razones, tales como, alta cantidad de sedimentos en el agua, presencia de pozos comunitarios, cambio de la calidad del agua por daño en la tubería de hierro galvanizado o simplemente por daño en el sistema de bombeo⁷³.

Los principales usos del agua subterránea, en la parte rural de los corregimientos son, uso doméstico (incluye el consumo humano) y uso pecuario, los cuales en su mayoría, abastecen entre 2 a 12 personas, que incluyen al administrador, empleados de las fincas y en algunos casos los propietarios; también son utilizados para abrevar el ganado, cuyo número oscila entre 0 y 800 animales. El 45% de los puntos del inventario corresponde a este uso.

En general, si se utilizan los fluidos convencionales es posible que se detecten sustancias de interés sanitario, tales como Fenoles, Mercurio, Plomo y pesticidas, Organoclorados y Organofosforados, así como también grasas y aceites, tensoactivos, hidrocarburos totales y nitratos, lo que evidencia que en la zona si confluyen vertimientos de tipo industrial.

⁷² EIA APM VMM-3

⁷³ EIA APM VMM-3

Además del metanol y otros alcoholes las sustancias químicas que se utilizan que son potencialmente contaminantes tanto en los cuerpos de agua; como acuíferos, aguas subterráneas ríos etc; en los suelos también hay una afectación muy significativa contrarrestando algunos elementos de la tierra que ayudan al desarrollo agrícola.

Cuerpos de agua

- Esta zona se encuentra delimitada en el costado occidental, por el cauce principal del Rio Lebnja, en el tramo que irrigue en dirección S-N y comprendido entre el Corregimiento de San José de los Chorros, hasta el casco urbano del Corregimiento de Barranca de Lebrija. En el Norte, se delimita por las microcuencas complejo cenagoso del Caño Icacai y la microcuenca de la Quebrada La Huila. Por otra parte, se encuentra enmarcada por el costado Oriental, con la subcuenca de la Quebrada Caño de Hoyo, la microcuenca de la Quebrada Torcoroma y el sector sur de la microcuenca de la Quebrada La Huila. Finalmente en el costado sur, se delimita el APEVMM-3, con la misma subcuenca del Caño de Hoyo el cual irriga en sentido E.W, hacia el APE VMM-a
- De acuerdo con lo establecido en la zonificación de manejo ambiental que se establezca para definir los trazados definitivos; es de resaltar, que la zona donde se propone la ejecución del proyecto, presenta áreas de alta sensibilidad ambiental.

Cualquier tipo de impacto que es determinante a esta sensibilidad a la hora de ejecutar cualquier tipo de obra o actividad relacionada con el proyecto, dado que se pueden modificar ecosistemas específicos de humedales y ciénagas altamente sensibles a cualquier tipo de intervención, muy frágiles y baja

capacidad de resiliencia, y que pueden ser impactados, generando deterioros que posteriormente no pueden ser mitigados, minimizados o compensados.

6.7 IMPACTOS SOCIALES DEL PROYECTO⁷⁴

- Actividades que conllevan impactos asociados como por ejemplo, generación de residuos, con la potencial afectación de la calidad fisicoquímica y microbiológica de los suelos y las aguas en el área aledaña a dichas bahías; por otra parte, pueden resultar en incomodidad para la comunidad y dueños de fincas aledañas, teniendo en cuenta las quejas que se reciben en las entidades por situaciones similares, por todo lo anterior no se considera viable ambientalmente la construcción de dichas bahías, sobre las vías que se proyectan ejecutar en zonas inundables
- La principal preocupación señalada se centra en el uso y aprovechamiento de los recursos naturales, particularmente con el uso y aprovechamiento del recurso hídrico por cuanto manifiestan que el área de interés del proyecto es altamente sensible por la existencia de ciénagas, por los ciclos de inundaciones y las dinámicas del Río Lebrija.
- La preocupación por la afectación a los recursos pesqueros por cuanto las comunidades del área de interés subsisten de la pesca artesanal y del autoconsumo y cualquier intervención no adecuada afectaría el sistema hídrico de la región y con ello la subsistencia económica y alimentaria de las comunidades.

⁷⁴ EIA APE VME-3

7. CONCLUSIONES

- Los resultados de la investigación deja como evidencia que el volumen de agua a bombear para desarrollar las operaciones de fracturamiento hidráulico se reducen significativamente entre el 45- 55%.
- El fluido criogénico N2 no es recomendable como único fluido a utilizar en Colombia ya que su implementación se desarrolla en pozos poco profundos o pozos someros, y las formaciones de shale gas y shale oil se encuentra en altas profundidades.
- Los fluidos no convencionales reducen la cantidad de propante, el volumen de almohadilla, el volumen de fluido, logrando mayores longitudes de fracturas horizontales y menor crecimiento en la altura de la fractura.
- Más de 2400 tratamientos de fracturamiento hidráulico exitosos se han realizado con fluido VES y los resultados demostraron que se logra un mayor producción de hidrocarburos a largo plazo
- A pesar de que en Colombia se tiene una normatividad legal vigente organizada, falta proponer e implementar unas más específicas, donde se verifique y controle por parte de la autoridad ambiental las aplicaciones o ejecuciones especiales de estas en las operaciones de fracturamiento hidráulico.

8. RECOMENDACIONES

- Se recomienda una investigación más detallada y profunda de los fluidos no convencionales con pruebas de laboratorio intensivas, donde los resultados puedan determinar el comportamiento como fluido de fractura y la adaptación final.
- Realizar una evaluación técnico-económica de cada uno de los fluidos no convencionales es decir un estudio más detallado de los costos ya que inicialmente el método será más caro que fracturando con agua pero su justificación esta en la producción, y reducción del consumo de agua.
- Para el conjunto de normas ambientales y sociales se recomienda estar actualizándolas, teniendo en cuenta la evolución de estos proyectos, con el fin de que intervengan durante el inicio, desarrollo y entrega de resultados de los proyectos de fracturamiento hidráulico.
- Se recomienda para estudios posteriores un análisis más detallado del parámetro del tipo de formación para generar resultados donde evidencie cual sería el fluido ideal a utilizar para las diferentes formaciones.

BIBLIOGRAFÍA.

B.W. McDaniel, SPE, Steven R. Grundmann, and William D. Kendrick, Halliburton Energy Services, Inc.; and Dennis R. Field Applications of Cryogenic Nitrogen as a Hydraulic Fracturing Fluid, En: Spe Journal paper N° 38623 (San Antonio, Texas, U.S.A, 5-8 Oct., 1997.).

BLANCO IBÁÑEZ Alberto Julio VIVAS HOHL Julio, Fracturas con espumas con nitrógeno Metodología de diseño y consideraciones técnico-operativas, Petrotecnia abril, 2015.

CENTRO DE INVESTIGACIONES DEL PETRÓLEO. Churruca No 481, Cerro, La Habana, Cuba, CP 12000

D.V.S Gupta, SPE, BJ Services Company. Unconventional Fracturing Fluids for Tight Gas Reservoirs. SPE International. 2009 January; 119424- 9.

FRANK R. SPELLMAN, Environmental Impacts of Hydraulic Fracturing, Reference - 477 Pages - 27 B/W Illustrations, September 17, 2012 by CRC Press.

Guía De Manejo Ambiental Para Proyectos De Perforación De Pozos De Petróleo y Gas. Versión Numero 1

HARMAN Juan Felipe, la sísmica impacto ambiental de la industria petrolera, Bogotá 2013

LIZCANO GUTIÉRREZ Silvia Ximena, Estudio de factibilidad técnico y económica para la estimulación de pozos con fracturamiento hidráulico utilizando fluidos

energizados en pozos de un campo colombiano, Bucaramanga, 2011, trabajo de grado (Ingeniero de Petróleos) Universidad Industrial de Santander. Facultad Físico químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos

LYLE H. Burke, Improved Unconventional Gas Recovery With Energized Fracturing Fluids: Montney Example En: Spe Journal paper N° 149344 (Ohio, USA, 17–19 August 2011.).

M. M. Reynolds, Ferus Inc., R. C. Bachman, Taurus Reservoir Solutions Ltd.; W. E. Peters, Ferus LP, A Comparison of the Effectiveness of Various Fracture Fluid Systems Used in Multi-Stage Fractured Horizontal Wells: Montney Formation, Unconventional Gas, En: Spe Journal paper N° 168632 (Texas, USA, 4–6 February 2014.)

MATHEW Samuel, Schlumberger, Dan Fu and Rich Downey, all SPE. Viscoelastic Surfactant Fracturing Fluids: Applications in Low Permeability Reservoirs. SPE International. 2000; 60322

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, resolución 180742, artículo 6, 8. 2012.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, resolución 90341, artículo 4, 2014.

MURRAY REYNOLDS, Ferus Inc.; Robert Bachman, Taurus Reservoir Solutions Ltd.; Juliana Buendía, and Wade Peters, Ferus Inc, The Full Montney - A Critical Review of Well Performance by Production Analysis of Over 2,000 Montney Multi-Stage Fractured Horizontal Gas Wells, En: Spe Journal paper N° 175948-MS (Alberta, Canada, 20–22 October 2015).

NIÑO PEÑALOZA Andrea, Determinación y análisis de fluidos de fractura base agua y base aceite óptimos para los trabajos de fracturamiento hidráulico en el

área Lisama, Bucaramanga, 2009, trabajo de grado (Ingeniero Químico) Universidad Industrial de Santander. Facultad Físico químicas. Escuela de Ingeniería Química.

ORTIZ Gerson y GUAJIBÁ Freddy. Manual de buenas prácticas ambientales y sociales de la industria petrolera área upstream. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad industrial de Santander. Facultad de fisicoquímica, 2014, P.56

PRINCIPIO DE PRECAUCIÓN Y DESARROLLO SOSTENIBLE, posibles riesgos Hidrocarburos No Convencionales. Noviembre 2014.

RAMÍREZ Edward y CASADIEGO Jorge. Evaluación de modelos IPR para el análisis en la productividad en pozos horizontales de aceite con múltiples fracturas hidráulicas. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos Bucaramanga: Universidad industrial de Santander. Facultad de fisicoquímica, 2013, 23 P.

ROZO CORREA Javier y MENESES ROMERO John. Manejo ambiental para campos petroleros en los procesos de exploración, perforación y producción de hidrocarburos. Trabajo de grado Ingeniero de Petróleos. Bucaramanga: Universidad industrial de Santander. Facultad de fisicoquímica, 2005, P. 55,56, 57.

SUÁREZ SIERRA Fabián Andrés y MARÍN RUÍZ Andrés Mauricio, Determinación de un fluido de fractura adecuado para trabajos de fracturamiento hidráulico en formaciones de shale gas (valle medio del magdalena), Bucaramanga, 2012, trabajo de grado (Ingeniero de Petróleos) Universidad Industrial de Santander. Facultad Físico químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

TÉRMINOS DE REFERENCIA - EIA – proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos.2014.

US Environmental Protection Agency Office of Research and Development, Study of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resource, Washington DC, December 2012 EPA/601/R-12/011

VESGA DUARTE Jennifer Sofía, Efectos Ambientales Del Shale Gas, Bucaramanga, 2013, trabajo de grado (Ingeniero de Petróleos) Universidad Industrial de Santander. Facultad Físico químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

ANEXOS

ANEXO A. MANUAL DE BUENAS PRÁCTICAS AMBIENTALES Y SOCIALES PARA EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

INTRODUCCIÓN

El fracturamiento hidráulico en la actualidad es una práctica muy controvertida y existen prohibiciones en países como Francia, Bulgaria, Australia, África del sur, parte de Canadá y Estados Unidos. La mayor parte de la oposición a la fractura hidráulica se centra en el uso excesivo del agua.

Es por ello que se elabora el presente manual, con el fin de dar solución a la problemática, mediante la utilización de los fluidos no convencionales que ayudan a minimizar el consumo de agua además de otras ventajas técnicas importantes.

1. BUENAS PRÁCTICAS EN LA REGLAMENTACIÓN COLOMBIANA

Los procedimientos requeridos para el desarrollo del fracturamiento hidráulico se contemplan de acuerdo a las leyes, decretos y resoluciones expedidas por la autoridad competente que aseguren la preservación del patrimonio natural.

1.1 MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA

1.1.1 Decreto 3004 del 26 de Diciembre de 2013 Por el cual se establecen los criterios y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.

1.1.2 Resolución 90341 del 27 de Marzo de 2014 Del Ministerio de Minas y Energía. Por el cual se establecen requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.

1.1.3 Resolución 0421 20 de marzo de 2014 Por la cual se adoptan los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos y se toman otras determinaciones.

1.1.4 Resolución 181495 de 2009 Por el cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos.

1.1.5 Resolución 180742 de 2012 Por el cual se establecen los procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.

1.2 AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES – ANLA

1.2.1 Decreto 2041 del 15 de Octubre de 2014 Por el cual se reglamenta el Título VIII de la Ley 99 de 1993 sobre licencias ambientales.

El Gobierno Nacional, reglamentará el Título VIII de la Ley 99 de 1993, sobre licencias ambientales con el objetivo de fortalecer el proceso de licenciamiento ambiental, la gestión de las autoridades ambientales y promover la responsabilidad ambiental en aras de la protección del medio ambiente.

1.2.2 Acuerdo 03 de 2014 Por el cual se adiciona el Acuerdo 4 de 2012, con el objeto de incorporar al Reglamento de Contratación para Exploración y Explotación de Hidrocarburos parámetros y normas aplicables al desarrollo de Yacimientos No Convencionales, y se dictan disposiciones complementarias.

Los términos de referencia son los lineamientos generales que la autoridad ambiental señala y publica para la elaboración y ejecución de los Estudios de Impacto Ambiental (EIA) y Diagnóstico Ambiental de Alternativas DAA presentados ante la autoridad ambiental competente al momento de solicitar el otorgamiento de una licencia ambiental.

Los EIA se elaborarán con base en los términos de referencia expedidos por el Ministerio de Ambiente y La autoridad ambiental competente, quien podrá adaptarlos a las particularidades de la actividad que se va a desarrollar.

Todos los solicitantes de una o varias licencias ambientales, deberán utilizar los términos de referencia publicados por la autoridad ambiental de acuerdo con las

condiciones específicas del proyecto, obra o actividad que se pretende desarrollar:⁷⁵

- Términos de Referencia para la Elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para los Proyectos de Perforación Exploratoria de Hidrocarburos. 6 de Agosto de 2010.
- Términos de Referencia para la Elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para los Proyectos de Explotación de Hidrocarburos. 6 de Agosto de 2010.
- Términos de Referencia para la Elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para los Proyectos de Perforación Exploratoria de Hidrocarburos. 20 de Marzo de 2014.

⁷⁵ <http://www.anla.gov.co/contenido/contenido.aspx?catID=144&conID=7915>

2. BUENAS PRÁCTICAS DE LA INDUSTRIA PETROLERA PARA EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

2.1 PREPARACIÓN DEL SITIO

- El ingeniero encargado de la operación debe realizar un diseño preliminar de la perforación, la conveniencia de construir la vía de acceso, se determina la tecnología de perforación y el diseño del pozo.
- El diseño del proyecto debe incorporar los resultados de los estudios ambientales como la zonificación de manejo ambiental, que determina las áreas susceptibles de intervención y las condiciones en que ésta es posible y el PMA.
- Una vez listo el diseño del proyecto con los resultados de los estudios, se realiza la ejecución de los trámites necesarios para la obtención de la Licencia Ambiental y de los permisos que autorizan el uso o aprovechamiento de los recursos naturales.
- Previo al inicio de cualquier actividad, se debe considerar un EIA, considerando la siguiente información: calidad del aire, acuíferos, cuerpos de agua superficial, flora, fauna, condición del suelo, sitios contaminados, sismicidad, fracturas y fallas geológicas en el sitio Y otros.
- Se delimita sobre el terreno las áreas a utilizar o intervenir de acuerdo con el dueño del proyecto, con el propósito de disminuir la afectación de los recursos naturales.

- Todas las áreas a ocupar serán debidamente demarcadas utilizando señales con colores vistosos.
- El corte de vegetación se hará únicamente con herramientas manuales, limitándose estrictamente al ancho de la trocha (máximo de 1.2 m) y a las necesidades mínimas de espacio para desarrollar las actividades involucradas.
- Se deben delimitar todas las áreas sensibles a proteger como bosques, nacederos, bocatomas, viviendas, entre otras, que pueden verse afectadas por la construcción del proyecto.
- El material de corte se utilizará en lo posible para fabricar elementos de madera requeridos en el trabajo.
- Se deberá colocar el material vegetal removido de forma que se evite la obstrucción de los cauces.
- Es conveniente que en la preparación del terreno se realicen las excavaciones, nivelaciones, rellenos y compactaciones, con el equipo y material necesario, para evitar zonas que provoquen acumulación de agua susceptible de ser contaminada con aceites y combustibles.
- Se deberá identificar los árboles de gran tamaño o de valor ambiental o cultural (según se establece en el Estudio de Impacto Ambiental y el PMA), los cuales en lo posible serán preservados.
- Se deberá programar la dirección de caída de los árboles (siempre en sentido longitudinal al eje de la vía) antes de iniciar el corte.

- La tala será manual, con motosierras y no con buldócer, para evitar daños a los suelos y a la vegetación cercana.
- Reconocer las diferentes calidades de suelo antes de su remoción con el fin de prever el almacenamiento según las condiciones edáficas.
- El retiro de la capa de suelo debe hacerse cuidadosamente para evitar su mezcla con sustancias peligrosas y minimizar la contaminación con suelo estéril, evitar su compactación y su pérdida por erosión hídrica o eólica.
- El suelo almacenado debe ser protegido contra la acción erosiva del agua y el aire, y contra riesgos de contaminación.
- Las pilas de suelo deben orientarse de tal forma que se exponga la menor dimensión a la acción del viento.
- 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.

2.2 PERFORACIÓN VERTICAL Y HORIZONTAL

- El ingeniero de perforación y la comunidad que se encuentra presente en zonas aledañas en donde se va a llevar a cabo el desarrollo de la operación, deben estar íntimamente familiarizado con las prácticas de estas perforaciones en el área de interés.

- Para iniciar la perforación de un pozo, previamente se debe solicitar y obtener permisos diligenciando el permiso para perforar, presentando un programa general para la perforación.
- Se debe reportar el plan direccional del pozo, especificando la profundidad a la que se perforará vertical y horizontalmente, la profundidad a la que inicia la desviación (m) y diámetro del agujero (pulgadas), la tasa de la construcción de ángulo ($^{\circ}/m$). También se debe reportar el análisis anticollisión con otros pozos o acuíferos cercanos.
- En las primeras etapas de perforación vertical, las cuales comprenden las tuberías de conducción y superficial de revestimiento, se debe considerar únicamente fluidos de perforación libres de químicos e hidrocarburos, a fin de proteger de forma apropiada los acuíferos.
- 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.
- De acuerdo con la profundidad proyectada del pozo, las formaciones que se van a atravesar y las condiciones propias del subsuelo, se selecciona el equipo de perforación más indicado.
- Una vez se ha elegido el sistema de perforación debe determinarse la planificación ambiental.
- Se identifica de manera general tres tipos de actividades: el uso productivo de los recursos biofísicos, el uso de los recursos naturales para proteger la belleza del paisaje y la vida silvestre.

- Identificar factores, elementos, variables e indicadores que directa o indirectamente tengan que ver con las actividades de perforación en la generación de posibles impactos.
- Se debe definir la fuente que suministra el agua para la extracción de los hidrocarburos contenidos en YNC, consultando la disponibilidad de agua de las cuencas o acuíferos.
- En caso de que se tengan fuentes alternativas de abastecimiento, el operador petrolero debe optar por aquellas que por su calidad no sean aptas para otros usos, ni susceptibles de tratamiento.
- Se debe incorporar en el EIA 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.
- Se debe instalar sistemas de retención, reutilización y recuperación de agua, con el fin de prevenir y controlar la contaminación de bienes nacionales.
- Procurar instalar y operar un sistema de monitoreo continuo de acuíferos y cuerpos de aguas superficiales, con la finalidad de identificar los acuíferos probablemente afectados en el tiempo en que se realiza la actividad.
- La información analizada del aspecto social perteneciente al área de estudio, debe cruzarse con la de los aspectos físicos y bióticos para que de su análisis integral pueda precisarse el diagnóstico y la zonificación ambiental.

2.3 FRACTURAMIENTO

- Para llevar a cabo la operación de fracturamiento se debe probar que todos los equipos se encuentren en buenas condiciones.
- El proceso se debe iniciar con el tramo horizontal que es dividido en varias etapas independientes.
- Cada etapa se fractura alrededor de 15 veces consecutivas y cada una con aditivos específicos para verificar la correcta realización de la cementación, de las uniones, del sellado, etc.
- Se recomienda que previo a las actividades de fracturamiento, se clasifique cada uno de los productos a utilizar en el fluido de fracturamiento, y haga del conocimiento de la autoridad, la ficha técnica.
- Los productos clasificados como peligrosos para la salud o medio ambiente deberán identificarse con la palabra de advertencia “peligro” y con base en evidencias científico- técnicas, describir las medidas que aplicará para garantizar que estos no afecten el desarrollo de los ecosistemas.
- Se 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.
- 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 para poder determinar posibles riesgos al ambiente o a los acuíferos adyacentes.

- Se 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.
- Durante el fracturamiento, se 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.
- Puede tomar varios días completar el proceso de estimulación, y requiere una vigilancia continua para garantizar la seguridad de los trabajadores y la protección del medio ambiente.

2.4 DISPOSICIÓN DE LOS RESIDUOS DE PERFORACIÓN Y FRACTURAMIENTO

Perforación:

- Los lodos de perforación representan un riesgo para la calidad del entorno y para esto, se han fijado las pautas y los mecanismos para su manejo.
 - Lodo base agua, el cual incluye varias opciones de manejo ambiental en función de la sensibilidad del entorno y de la importancia ecológica del área de influencia.
 - Lodo base aceite, considerado de mayor riesgo en virtud de sus propiedades y composición, por lo cual se recomienda minimizar su utilización.

- Lodo base KCl, el cual implica la necesidad de tratamiento para reducir la salinidad, así como la aplicación de solventes.
- Sistema de espuma, que usa espuma estable con detergentes químicos o polímeros, o un generador de espuma para transportar los cortes en una corriente de aire de movimiento rápido.
- El manejo de los fluidos y desechos de perforación debe adelantarse en concordancia con las características del lodo y de las facilidades de tratamiento disponibles en el taladro.
- Para el manejo de ripsos. Inyección por el anular, una vez terminados los trabajos de perforación, inyección en pozos no productores o abandonados, como relleno de las piscinas de lodos, solidificación y biodegradación.
- Opciones del manejo de lodos. Máxima reutilización del material en la perforación, descarga sobre piscinas cuando no sea posible la reutilización y tratamiento.
- Manejo de aguas. Se deben enviar a piscinas y tratamiento y vertimiento al ambiente.
- Los productos finales deben cumplir los parámetros y calidades establecidos por las autoridades ambientales correspondientes

Fracturamiento hidráulico

- Todos los componentes del fluido de fractura incluyendo el agua, arenas de fractura y aditivos químicos, deben ser administrados en forma adecuada en el

sitio de trabajo antes, durante y después de la fractura y transportados desde la fuente de suministro hasta el punto final de tratamiento o disposición.

- Los componentes del fluido de fractura deberán mezclarse entre sí sólo cuando se los necesite. Los fluidos de retorno o flowback también se envían a tanques o piletas realizadas en tierra siguiendo normas.
- Todos los fluidos, incluyendo los de fractura y flowback, deberían ser removidos de la locación una vez terminada la operación. Adicionalmente y en el caso de usarse lagunas artificiales, estas deben eliminarse luego de terminada la operación.
- Se recomienda que el 90% del fluido de retorno se recicle en el proceso y reutilice para fracturamiento.
- Los fluidos de fracturamiento que generalmente se utilizan son los fluidos convencionales base agua pero en el presente manual se proponen el uso de los fluidos no convencionales, debido a sus grandes beneficios. Además su recuperación no es una preocupación porque una vez que el pozo está dispuesto para el flujo de retorno:
 - o El GLP utilizado en procedimientos de fractura son totalmente recuperados pocos días después de la estimulación, mientras que en fracturamiento hidráulico 30-80% del agua se recupera, la estimulación de propano permite una recuperación de 95-100% de gas inyectado. El propano se recupera con el gas natural a la tubería y recuperado por gas de procesamiento puede ser vendido como tal o utilizarse para otra operación de estimulación. En algunas situaciones, podría ser posible vaporizar y volver a comprimir el GLP en la superficie para su reutilización en posteriores tratamientos de fracturamiento. Este proceso purifica el GLP, eliminando automáticamente

cualquier contaminante o productos químicos residuales, proporcionando un flujo de ingresos de compensación a los costos de fluidos originales.

- El CO₂
- El N₂
- El agua utilizada en ciertos procedimientos de fractura suele disponerse de las siguientes formas:⁷⁶
 - Es inyectada en pozos sumideros de acuerdo con reglamentaciones locales.
 - Es transportada a plantas de tratamiento dependiendo de los permisos de cada zona (en ciertas regiones, el agua es tratada para remover los agentes apuntalantes, cumplir con los parámetros de calidad y luego volcada a la superficie).
 - Recurso/reciclado.
 - Otros usos industriales.
 - Tratamiento in situ.
 - El uso de agua proveniente del flowback puede considerarse en otras aplicaciones como: la perforación, la reinyección para operaciones secundarias o incluso, preparar salmueras o nuevas operaciones de

⁷⁶ TROMBETTA Juan Carlos. El agua en la explotación de yacimientos no convencionales. Petrotecnia. Agosto, 2012, 57 p.

fractura. Lo cierto es que para cualquiera de estas potenciales aplicaciones, se requerirá de un tratamiento adecuado.

- 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.⁷⁷

- Se debe considerar las siguientes medidas durante el manejo de sustancias:
 - o Las sustancias deben mantenerse en contenedores cerrados que no presenten fugas o daños que puedan ocasionar la liberación de las mismas.

 - o Las sustancias deben acomodarse de acuerdo con su compatibilidad química.

 - o En caso de derrames de sustancias líquidas, se debe usar equipo de protección personal y recuperar el producto derramado con algún material absorbente (tierra o arcilla) y manejarlos según las disposiciones legales aplicables.

⁷⁷ BOULEVARD Adolfo RUIZ Cortines 4209 . Guía de criterios ambientales para la exploración y extracción de hidrocarburos contenidos en lutitas. CP 14210, Tlalp, Mexico. DF. Primera Edición 2015.

2.4 TERMINACIÓN DE POZOS

- 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.
- Una vez hecho el taponamiento del pozo se debe verificar que no existan emisiones, en caso de existir, se deben implementar medidas para eliminarlas.
- El área del proyecto y las zonas aledañas afectadas deben ser restauradas, con especies vegetales propias de la región, susceptibles a desarrollarse en el sitio.
- Todos los residuos sólidos urbanos, de manejo especial y peligroso, generados por la exploración, perforación, extracción o terminación del proyecto, se deben identificar, clasificar, someter a un plan de manejo integral.
- El operador debe gestionar, obtener, mantener vigentes las garantías financieras (seguros y/o finanzas) que cubran los impactos ambientales negativos de las obras y actividades generadas en la realización del proyecto y posterior al mismo.

3. POTENCIALES IMPACTOS AMBIENTALES Y SOCIALES GENERADOS POR LA INDUSTRIA EN EL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

El fracturamiento hidráulico hoy en día tiene dos problemáticas importantes que se deben analizar ya que se están generando debates donde terceras personas se ven involucrados y afectados por estas operaciones. El primer punto de vista que es aceptable es en cuanto al desarrollo energético que la industria petrolera día tras día exige, generando empleo, y beneficios económicos entre otros. El otro punto de vista es la oposición se refiere a los impactos ambientales generados por la técnica y que no están estrictamente controlados y se debe hacer más control a estos a continuación se mencionaran los principales impactos.

3.1 IMPACTOS SOBRE LOS CUERPOS DE AGUA

Adquisición del agua

Debido a que se requieren cantidades excesivas de agua entre 5 y 6 millones de galones por pozo para desarrollar las operaciones de fracturamiento hidráulico en formaciones no convencionales, se crea una disputa proyecto-comunidad para el uso de este fluido en actividades como usos agrícolas, usos domésticos, entre otros.

Contaminación de acuíferos

- Cuando llega presentarse un fallo en la estructura del pozo inyector es decir por un mal cementación y revestimiento.

- Por conexiones de fallas que comunican o estén a la proximidad de los acuíferos
- Por contaminación de los más de 750 tipos de diferentes químicos en el fluido de perforación horizontal para yacimientos no convencionales

Flowback y agua producida.

Cuando la presión es liberada en el pozo, los fluidos de fractura, el agua de la formación, junto con los hidrocarburos producidos empiezan a fluir de retorno a cabeza de pozo. Es por esto que existe una inminente contaminación por:

- Fluidos que contienen aditivos químicos en el fracturamiento hidráulico.
- Sustancias de origen natural en fondo de pozo en el yacimiento como metales pesado o sustancias de características radioactivas.
- Fugas en los sitios de transporte o almacenamiento de los fluidos de retorno en los cuerpos de agua superficiales.
- Derrames de los fluidos de retorno en cuerpos de agua.

3.2 IMPACTOS SOBRE EL SUELO.

- Los productos tóxicos utilizados en el proceso de fracturamiento y los lodos que salen del pozo deben ser tratados en consideración de seguridad, ya que de no hacerlo puede traer graves consecuencias.

- Los productos tóxicos pueden afectar severamente al suelo inhibiendo su vocación productiva, y al lixiviarse, 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.

3.3 IMPACTOS SOBRE LA ATMOSFERA.

Contaminación del aire y contribución al cambio climático

- La explotación de los yacimientos no convencionales 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 de estos hidrocarburos
- La extracción de hidrocarburos no convencionales puede generar emisiones de otros tipos de 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.

3.4 IMPACTOS SOBRE LA COMUNIDAD

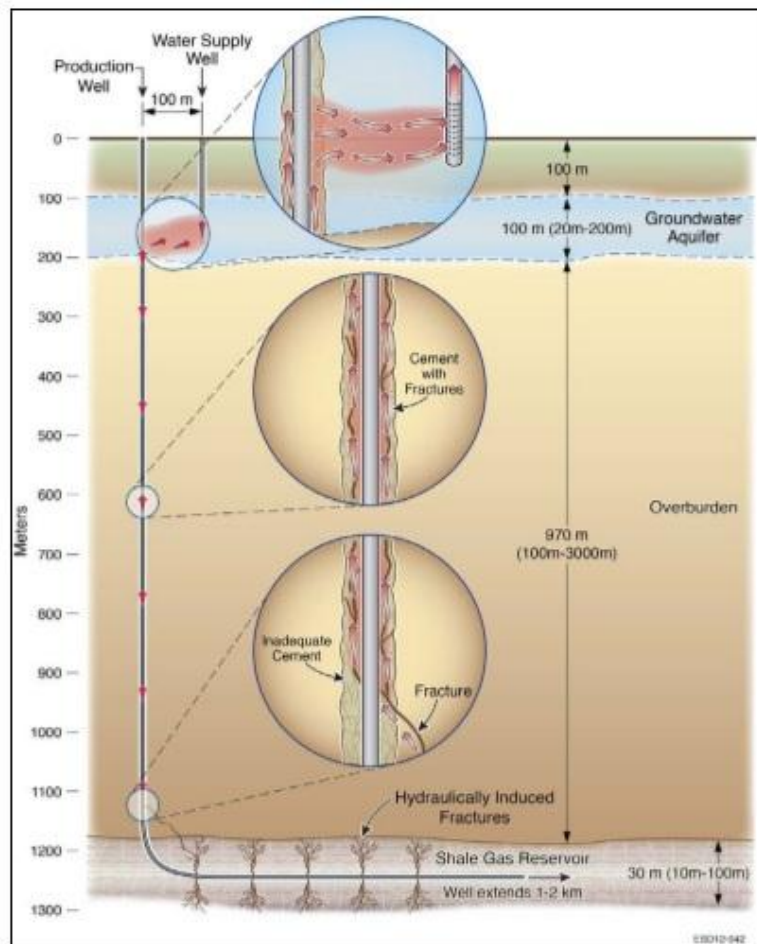
- Afectación a la infraestructura carretera y habitacional es el intenso tránsito de camiones de carga por carreteras y caminos vecinales ocasiona su deterioro acelerad
- Los trabajos de reinyección de fluidos pueden ocasionar movimientos telúricos.
- Pérdida de la biodiversidad en El desmonte de grandes 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.

4. RECOMENDACIONES PARA EL ÉXITO DE LAS BUENAS PRÁCTICAS

- Consideraciones de los impactos ambientales y sociales mencionados anteriormente es decir desde la planeación.
- Se recomienda plantear varias soluciones a la problemática principal del fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales a los consumos excesivos del fluido convencional (agua).
- Analizar, evaluar y controlar todos los niveles de riesgos.
- Dar respuesta y gestión inmediata ante incidentes ambientales como derrames, fugas, y contaminación de cualquier tipo.

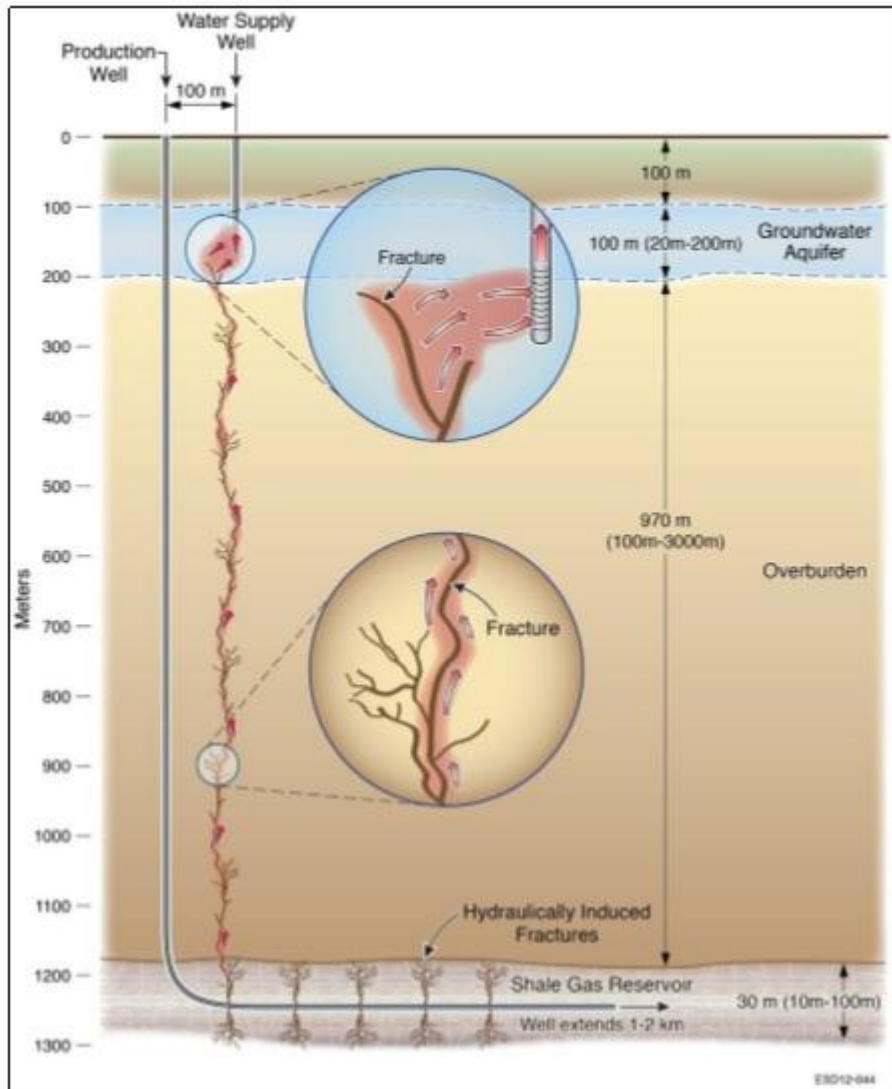
ANEXO B. CASOS HIPOTÉTICOS DE CONTAMINACIÓN DE ACUÍFEROS DURANTE UN FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

Anexo B-1: Esquema de la hipotética contaminación del acuífero debido a daño en la cementación del pozo por sobrepresión.



Fuente: Study of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resource, EPA, December 2011.

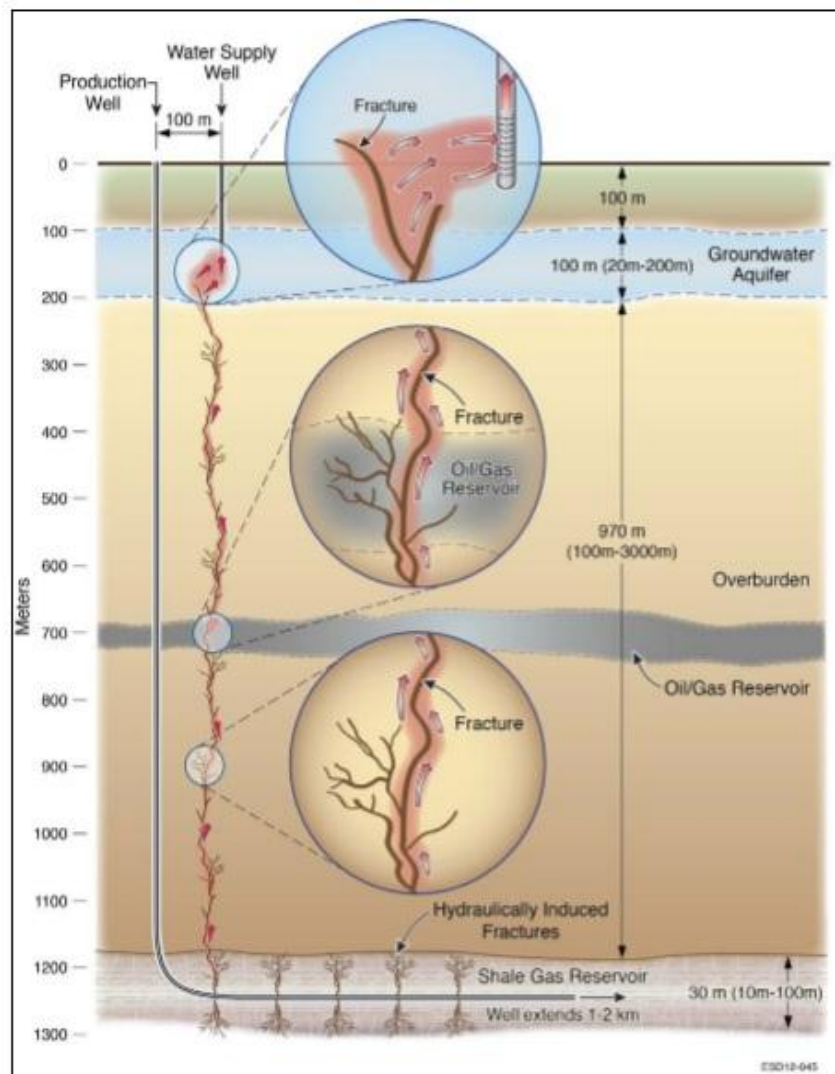
Anexo B-2: Esquema de la hipotética contaminación del acuífero debido a fracturas generadas en el overburden por el fracturamiento hidráulico.



Fuente: Study of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resource, EPA, December 2011.

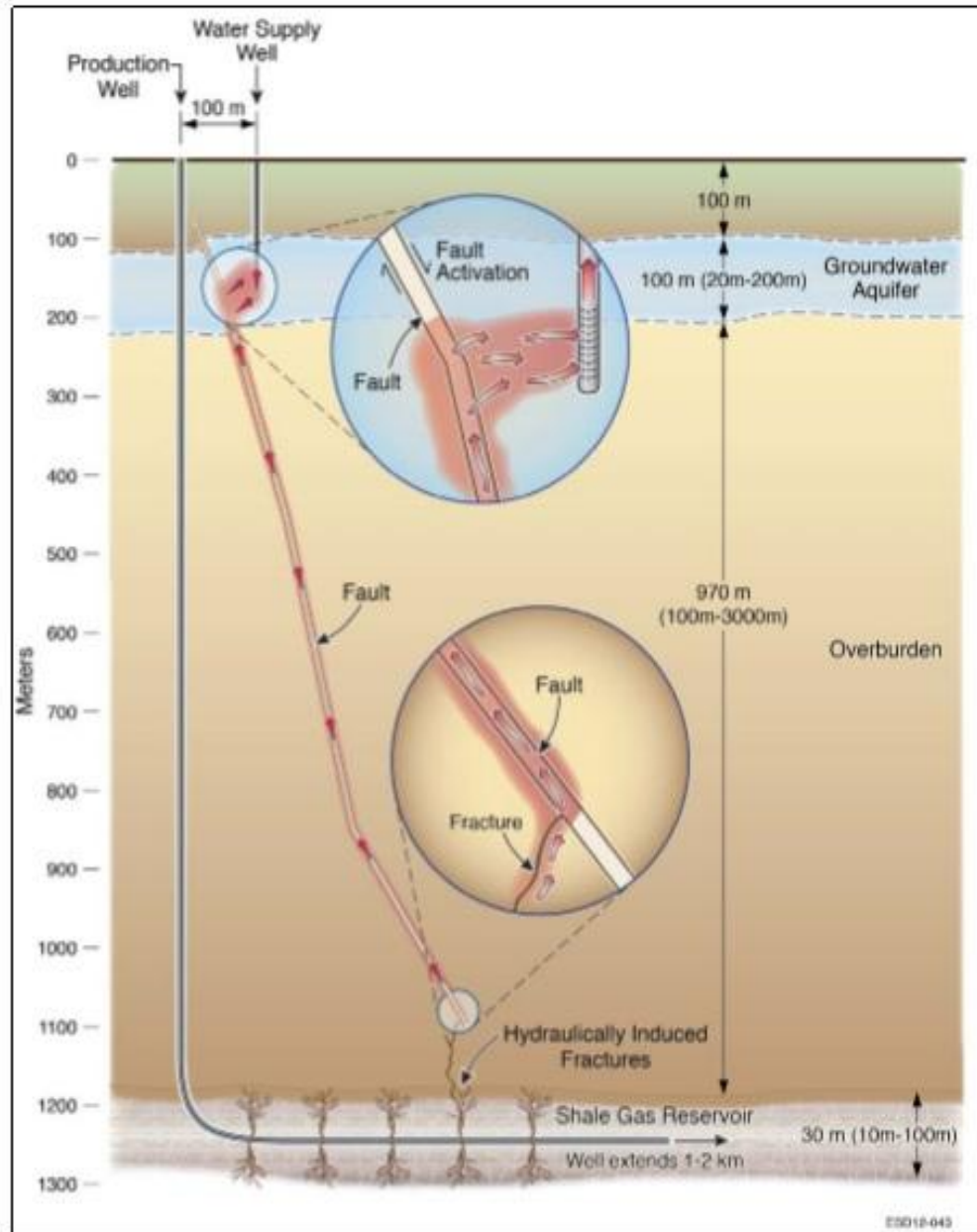
Anexo B-3: Esquema de la hipotética contaminación del acuífero debido a fracturas generadas en el overburden por el fracturamiento hidráulico que interceptan un yacimiento convencional de aceite/gas

Las fracturas que se interceptan en el depósito de aceite / gas convencional, antes de comunicarse con el acuífero de aguas subterráneas, puede crear una doble fuente de contaminación en el acuífero.



Fuente: Study of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resource, EPA, December 2011.

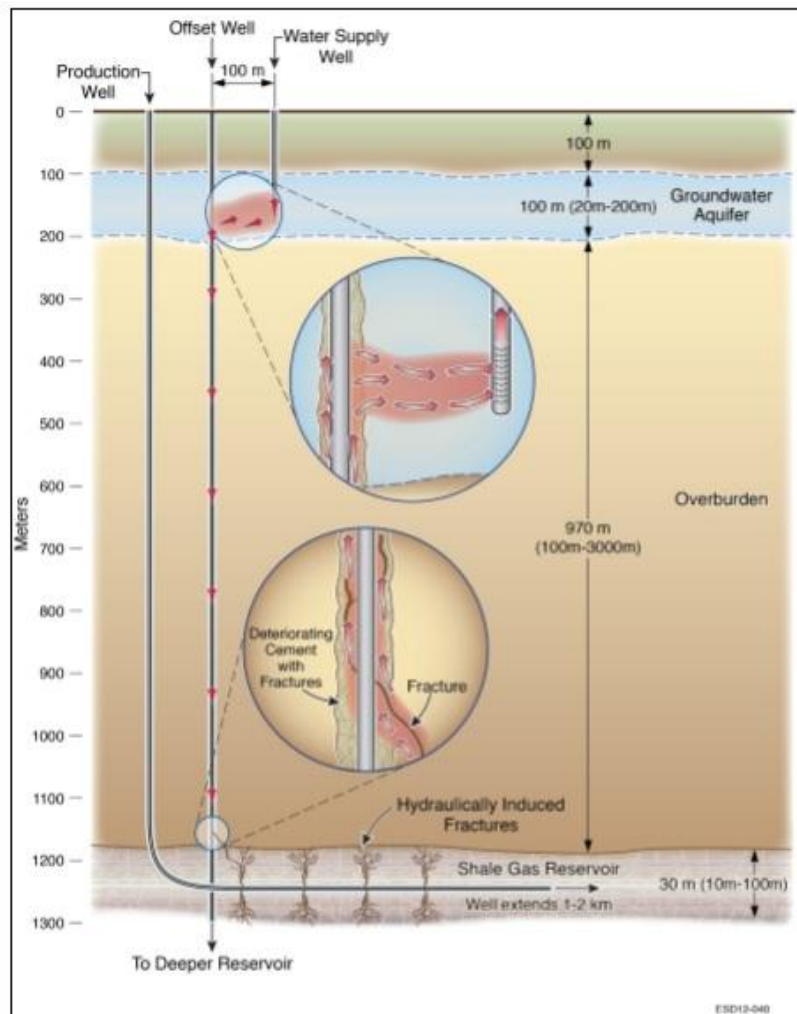
Anexo B-4: Esquema de la hipotética contaminación del acuífero debido a fracturas generadas en el overburden por el fracturamiento hidráulico que interceptan fallas selladas o inactivas.



Fuente: Study of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resource, EPA, December 2011.

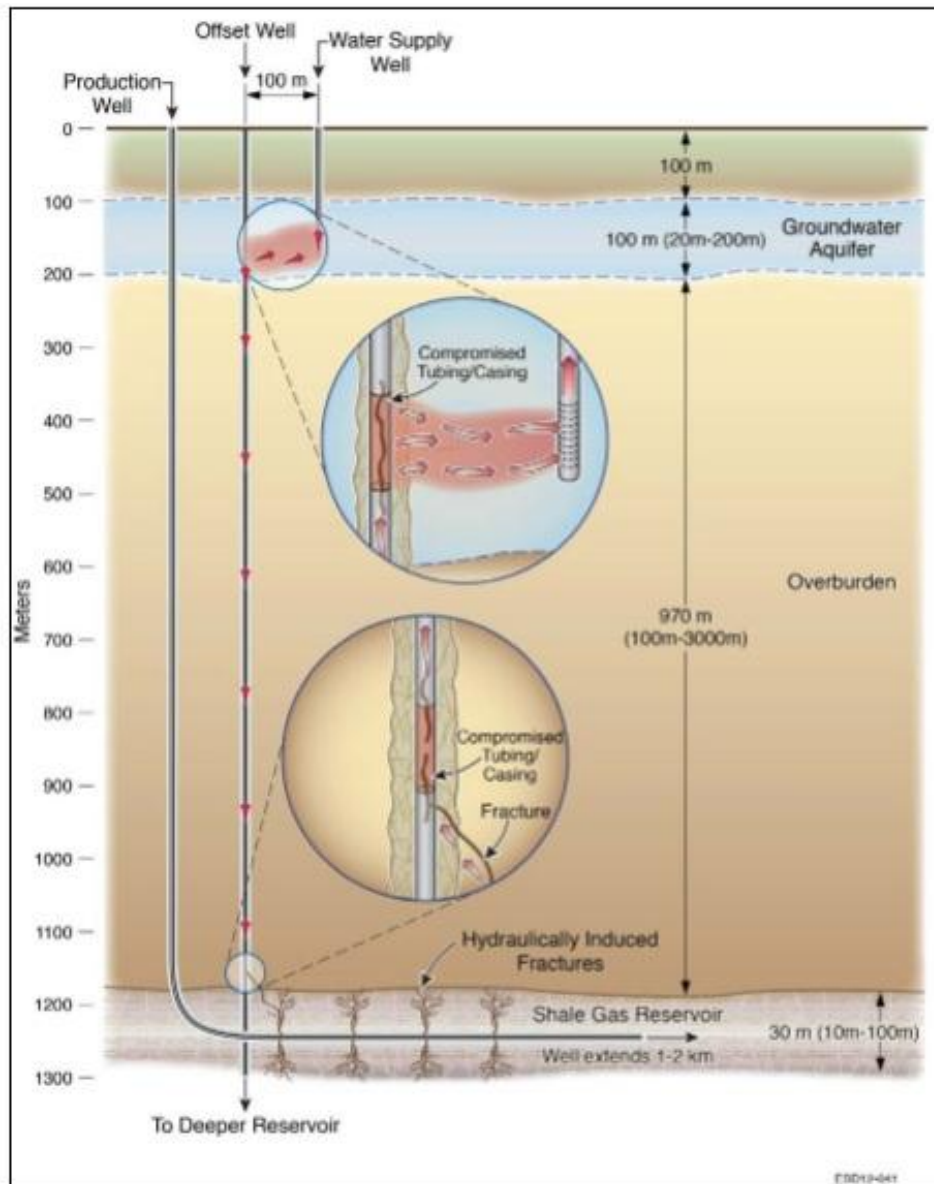
Anexo B-5: Esquema de la hipotética contaminación del acuífero debido a fracturas generadas en el overburden por el fracturamiento hidráulico, las cuales interceptan otros pozos convencionales de aceite/gas deteriorados y comunican después al acuífero.

Los pozos vecinos pueden intersectar y comunicarse con los acuíferos, y / o en su defecto de cemento inadecuada terminaciones pueden crear vías para que los contaminantes lleguen a los acuíferos de agua subterránea.



Fuente: Study of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resource, EPA, December 2011.

Anexo B-6: Esquema de la hipotética contaminación del acuífero debido a fracturas generadas en el overburden por el fracturamiento hidráulico, las cuales interceptan otros pozos convencionales de aceite/gas que son inapropiadamente cerrados que comprometen el casing y comunica después al acuífero.



Fuente: Study of the Potential Impacts of Hydraulic Fracturing on Drinking Water Resource, EPA, December 2011.