

Trabajo Especial de Grado

Procedimiento para la evaluación del impacto ambiental del fracturamiento hidráulico de lutitas para la producción no convencional de hidrocarburos en Venezuela

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Gamero P Osberth
Para optar al Título
de Ingeniero Geólogo

Caracas 2016

Trabajo Especial de Grado

Procedimiento para la evaluación del impacto ambiental del fracturamiento hidráulico de lutitas para la producción no convencional de hidrocarburos en Venezuela

Tutor Académico: Ing. José Contreras Quintero

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Gamero P Osberth
Para optar al Título
de Ingeniero Geólogo

Caracas 2016

Gamero P Osberth

**Procedimiento para la evaluación del impacto ambiental del fracturamiento
hidráulico de lutitas para la producción no convencional de hidrocarburos en
Venezuela**

Tutor Académico: Ing. José Contreras-Quintero

**Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Geología, Minas y
Geofísica**

Departamento de Geología

Año 2016

Palabras Claves: Fracturamiento Hidráulico, Yacimientos no convencionales,
Fractura, Impacto ambiental, Gas de Lutita, Afecciones, Indicadores

Resumen: En la industria petrolera se ha buscado incrementar la producción de crudo, llevando a desarrollar nuevas tecnologías que vayan en pro de este objetivo, es por ello que se ideó una metodología llamada Fracturamiento Hidráulico, la misma fue implementada desde el año de 1948 en EEUU para aumentar las ganancias por cada pozo productor, esta técnica ha causado daños irreparables a ecosistemas, contaminado acuíferos y condenado a pueblos a tener suministros de agua no apta para el desarrollo de los mismos, para estos varios países se han dado a la tarea de crear normativas ambientales cónsonas con la protección de ecosistemas, acuíferos y mitigar en mayor medida las afecciones ambientales causado por esta técnica, basado en estas premisas es que se desarrolla el presente trabajo especial de grado el cual propone un procedimiento partiendo del análisis de ciclo de vida de la técnica, su ingeniería de proyecto y así de esta manera sirva de punto de partida para evitar estos daños, identificar que parte del proceso son contaminantes y que carga ambiental acarrea para su posterior corrección

Caracas 2016

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Geología, Minas y Geofísica para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Osberth Gamero, titulado:

“Procedimiento para la evaluación del impacto ambiental del fracturamiento hidráulico de lutitas para la producción no convencional de hidrocarburos en Venezuela”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero Geólogo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por el autor, lo declaran APROBADO.

Jurado

Jurado

Ing. José Contreras Quintero

Tutor

Agradecimientos

A Dios por concederme todas las oportunidades que me han servido en mi proceso de formación, a mis Padres por haber aportado el apoyo Económico para lograr esta meta, A mi Equipo de Autonomía 11 que me acompañaron en estos años de lucha, sobre todo a César Andres Arias Placeres quien fuiste siempre un apoyo y jamás haz perdido la fe en mi, AndresGarcia T por siempre Escucharme, Carelis Ortega Perdigón, Reynaldo Guevara SteffFernandes Thais Castro por siempre apoyarme. A mis Hijos de Veterinaria quien ciegamente me apoyaron Gustavo Ruiz, Humberto Mariano Alexander Fanottoli. Hilda Rubí González, Luis Carlos Matos Celeste Perez la política nos volvió unos amigos irremplazables, A todos los Profesores de la ilustre UCV que día a día con esmero forman jóvenes profesionales, haciendo una mención especial a la ProfLebjuletBragantii que me mostro que si quieres puedes lograr una meta, y que es de esas profesoras que dan todo en una clase, al profesor Ricardo Alezones quien muy pacientemente me explicaba cada duda hasta el ultimo momento, Al Prof Mauricio Bermudez quien es un hombre intachable y de esos prof que alientan a los estudiantes a seguir y jamás desfallecer, a mi tutor por ser paciente y por brindarme la oportunidad, a la Sra Morella Mikaty De Castillo quien siempre me recibía con un café un regaño y una muestra de cariño, a esos compañeros de la escuela , J.M. Luna(Bombero), Mariam Guevara, Paola Letta, Melisa, AlexmarMejiasGonzalezar, Michell Michelle Mendoza, MarleyNavasy Kelly, William JoseMartinez, Michell, Castillo, Gladys, Ademar Torres, y Taco JosueSulbaran, Ana Cuba, Elvi Montero, Anny, Kateany , Miguel Nerelis, Espartaco, Libia que alguna vez me ayudaron en la carrera, Perdonen a los que se me escapan, a Junior Isaac Hernández que me dio un valioso consejo cuando mas lo necesite, a todos esos compañeros UC Vista que en algún punto depositaron su confianza en mi para ser su voz en las distintas instancia de la representación estudiantil que ejercí..... Gracias a todos los que ayudaron en la realización de esta tesis Carlos Alvea Excelente ayuda, sra Estrella Gomez por prestarme siempre su casa cuando no tenia luz o internet en la mia.....

La clave del éxito es la perseverancia si crees en ti nadie podrá vencerte

A todos GRACIAS TOTALES

Osberth Gamero

Índice

Capítulo I	Pág.
1.1 Introducción.....	1
1.2 Planteamiento del Problema.....	3
1.3 Objetivo General.....	3
1.4 Objetivos Específicos.....	4
1.5 Justificación.....	4
 Capítulo II	
2.1 Marco Conceptual.....	5
2.1.1 Yacimientos No Convencionales y el Fracturamiento Hidráulico.	5
2.1.2 Análisis de Ciclo de Vida.....	42
2.1.3 Indicadores Ambientales.....	45
2.1.4 Ingeniería de Proyectos.....	47
2.2 Marco Legal.....	49
2.2.1 Constitución Nacional (1999).....	50
2.2.2 Ley Orgánica del Ambiente.....	50
2.2.3 Ley Forestal de Suelos y Aguas (1966).....	50
2.2.4 Ley sobre sustancias, materiales y desechos peligrosos (2001)...	51
2.2.5 Decretos en materia Ambiental.....	51
2.2.6 Normas de vertidos o efluentes líquidos (1995).....	52
 Capítulo III	
Marco Metodológico.....	53
3.1 Ingeniería de Proyectos: Fase Visualización.....	53
3.2 Fase del Análisis de Ciclo de Vida.....	53
3.3 Fase de la Creación de Indicadores Ambientales.....	56

3.4 Fase de Proposición de medidas ambientales por la aplicación de la técnica del fracturamiento hidráulico de lutitas.....	57
3.5 Fase de generación de un documento guía para la ejecución de la evaluación del impacto ambiental en proyectos de fracturamiento hidráulico de lutitas en Venezuela.....	58

Capítulo IV

Resultados.....	59
4.1 Etapa de visualización.....	59
4.1.1 Adecuación del Terreno.....	61
4.1.2 Maquinaria de Transporte de Carga Pesada y de Fluidos.....	63
4.1.3 Equipos para la construcción del pozo.....	65
4.2 Análisis de Ciclo de Vida.....	73
4.2.1 Definición y alcance del Objetivo.....	73
4.2.2 Análisis de Inventario.....	73
4.2.3 Análisis e interpretación del Impacto.....	75
4.3 Indicadores Ambientales asociados al Proceso de Fracturamiento Hidráulico.....	87
4.4 Proposición de Medidas Ambientales.....	93
4.4.1 Medidas para el pozo de perforación.....	94
4.4.2 Estudio Hidrogeológico como método preventivo y de seguimiento.....	94
4.4.3 Red de Monitoreo.....	95
4.4.4 Medidas sobre la Sismicidad inducida.....	99
4.4.5 Medidas sobre el uso del agua.....	101
4.4.6 Medidas respecto a las emisiones atmosféricas.....	101
4.4.7 Medidas concernientes a las personas, la flora y la fauna.....	102
4.5 Consideraciones Geológicas en Venezuela.....	103

Capítulo V

5.1 Conclusiones.....	107
-----------------------	-----

5.2 Recomendaciones.....	108
Referencias.....	110

Apéndice

Propuesta de manual para la Elaboración del Procedimiento de Fracturamiento
Hidráulico en Yacimientos No Convencionales

Índice de Figuras

Figura 2.1 Diferentes tipos de Lutitas.....	5
Figura 2.2 Grado de Permeabilidad en los distintos tipos de yacimientos.....	7
Figura 2.3 Determinación de la presión instantánea al detener el bombeo.....	15
Figura 2.4 Presiones vs Dirección de Crecimiento.....	16
Figura 2.5 Presiones de fricción total y en la cercanía del pozo para una prueba de calibración.....	17
Figura 2.6 Cambio de dirección de la mecha.....	18
Figura 2.7.A Orientación de la fractura Horizontal.....	19
Figura 2.7. B Orientación de la fractura Vertical.....	19
Figura 2.8 Conductividad de la fractura.....	20
Figura 2.9 Diferentes tipos de fracturas y en que tipo de yacimientos fueron aplicadas.....	21
Figura 2.10 Selección de la técnica de Fractura en base a la mecánica de rocas..	22
Figura 2.11 Fractura axial.....	29
Figura 2.12 Fractura normal.....	30
Figura 2.13 Fractura inclinada.....	31
Figura 2.14 Proceso Hidrojet.....	34
Figura 2.15 Perforaciones con el sistema hidrojet.....	35
Figura 2.16 Herramienta de perforación.....	36
Figura 2.17 Equipo de fondo del método HPAP con PPD.....	37
Figura 2.18 Equipo de Fondo HPAP.....	38

Figura 2.18 B equipo de fondo de HJAP.....	38
Figura 2.19 Ilustración del Perf& Plug.....	40
Imagen 2.20 Empacador Inflable.....	41
Figura 2.21 Análisis de Ciclo de Vida.....	43
Figura 2.22 Esquema PER.....	47
Figura 2.23 Fase de la Ingeniería de Proyectos y los responsables de cada fase..	48
Figura 3.2 Creación de indicadores ambientales.....	56
Figura 3.3 Generación de un Documentó Guía.....	57
Figura 4.1 Vista en perspectiva de un pozo de Fracturamiento Hidráulico de Lutitas.....	59
Figura 4.2 Vista de un pozo de Fracturamiento Hidráulico de Lutita.....	60
Figura 4.3 Plano de un Pozo Productor del Fracturamiento Hidráulico.....	61
Figura 4.4 proceso de Fracturamiento Hidráulico.....	61
Figura 4.5 vista lateral de una Compactadora Caterpillar modelo CP.....	62
Figura 4.6 Vista frontal de una aplanadora captepillar modelo CP 563.....	62
Figura 4.7 Vista frontal y lateral de un camión volvo VM 6X4R.....	64
Figura 4.8 Vista lateral de un camión de servicio tipo Vacuum para traslado de líquidos.....	65
Figura 4.9 Relación de tanques de almacenamiento.....	66
Figura 4.10 Tuberías flexibles usadas en la industria modelo BHA.....	67
Figura 4.11 Vista de perfil de una Bomba Reciprocicante modelo Lufkin.....	68
Figura 4.12 Vista de planta de una bomba Reciprocicante modelo Lufkin.....	68
Figura 4.13 Animación 3D de un Blender Mezclador.....	69
Figura 4.14 Esquema de Manifods usado en la industria Fuente Sapwell global 2016.....	70
Figura 4.15 Cabezal Usado para el Fracturamiento Hidráulico.....	70
Figura 4.16 esquema de Revestidores usados en la construcción de pozos.....	71

Indicé de Tablas

Tabla 2.1 Materiales del fracturamiento hidráulico.....	12
Tabla 2.2 Composición del Fluido apuntalante, Función y concentración de químicos.....	12
Tabla 3.1 Fase de Visualización.....	53
Tabla 3.2 Entradas y Salidas del Sistema.....	55
Tabla 3.3 Indicadores Ambientales.....	56
Tabla 4.1 Especificaciones técnicas de una aplanadora Captepillar modelo CP 563 C.....	62
Tabla 4.2 Especificaciones Técnicas de un camión marca Volvo VM 6X4R... 64	
Tabla 4.3 Especificaciones Técnicas del Camión Modelo Vacuum.....	65
Tabla 4.4 Equipos internos de un tanque de almacenamiento.....	67
Tabla 4.5 Especificaciones Técnicas y Variedades en tuberías.....	67
Tabla 2.2 Composición del fluido Fracturanté.....	72
Tabla 5.1 Patrones químicos del Agua.....	97
Tabla 5.2 Generalidades de los Posibles Yacimientos No Convencionales en Venezuela.....	104

Capítulo I

1.1 Introducción

El fracturamiento hidráulico de lutitas es una técnica que vienen siendo usada desde 1948 en países como Canadá y EEUU. La cual consiste en la aplicación de fluidos a alta presión en el subsuelo, para generar permeabilidades y producir la migración de hidrocarburo de los yacimientos no convencionales, este método de producción ha ocasionado afectaciones considerables en el ambiente y en la vida de las personas, siendo uno de los casos más emblemáticos el de Pensilvania EEUU. Donde los acuíferos fueron contaminados severamente lo cual generó que el agua de dichos acuíferos se declarara no apta para su utilización. PDVSA visualiza el uso de esta tecnología debido al potencial que posee el país en cuanto a hidrocarburos en yacimientos no convencionales se refiere. En Venezuela no hay estudios sobre la forma en la que esta técnica podría afectar al país ambientalmente y las contaminaciones relacionadas a su aplicación, es por ello que nace la necesidad de elaborar un procedimiento para la evaluación del impacto ambiental del fracturamiento hidráulico de lutitas para la producción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales en Venezuela. Para la elaboración de este proyecto especial de grado se usan como base estudios previos, luego se realizo la identificación de las variables ambientales afectadas por la aplicación de la técnica del fracturamiento hidráulico de lutitas, para dicha identificación se usa la metodología de ingeniería de proyectos (visualización)y análisis de ciclo de vida, esto con la finalidad de identificar indicadores ambientales. Para realizar una propuesta de medidas relacionadas con el uso de esta tecnología. Para que de esta forma se genere un documento guía en función de prevenir las afectaciones potenciales asociadas por esta técnica.

Antecedentes

En múltiples ocasiones se ha aplicado el método que se usa en el presente trabajo especial de grado siendo el de mayor relevancia, “Lineamientos para la evaluación de impacto ambiental en la Antártida” este estudio fue realizado por la Secretaria del tratado del Antártico en su resolución 1 (1999) - RCTA XXIII - CPA II, Lima Perú, esta investigación tuvo como objetivo “Lograr transparencia y efectividad en el proceso de evaluación de impactos ambientales durante las etapas de planificación de posibles actividades en la Antártida usando la técnica de Análisis de ciclo de vida de las actividades en la Antártida obteniendo un proceso de selección de indicadores ambientales”. Y los procedimientos usados para evaluar y verificar los impactos de una actividad en la Antártida. Otro trabajo de relevancia es “Evaluación del impacto ambiental para la planta propuesta generación tri-integrada de petróleo de lutitas” elaborado por J.O. Jaber, S. D. Probert 1999 Jordania cuya meta fue “Analizar los rasgos del sistema de generación tri-integrada y analizar las incertidumbres sobre las futuras actuaciones y los costos de las tecnologías que se incorporarían en el sistema propuesto”, para lograrlo se aplicó la técnica de Análisis de ciclo de vida de la planta Tri Integrada de petróleo de lutitas y esto generó como conclusión sugerencias de las medidas ambientales de mitigación, en plantas tri integrada, sugerencias de legislación integral y mejores prácticas con el fin de proteger el ambiente antes de explotar los recursos energéticos de los hidrocarburos de yacimientos no convencionales. Otra investigación de relevancia en esta materia es “La metodología para la construcción de indicadores ambientales para el monitoreo de puertos”, elaborada por Andrés F. Osorio Arias Yamith A. Quintana Hernández Colombia 10 de Noviembre de 2010, la principal ambición de estos investigadores era “elaborar una herramienta metodológica para construir indicadores ambientales y realizar el monitoreo y seguimiento de los impactos de la actividad portuaria, en los componentes físico, biótico y social” se utilizaron múltiples técnicas como Ingeniería Conceptual, Análisis de ciclo de vida y Formulación de Indicadores, siendo también

una investigación de sumo interés debido al estudio realizado fue la titulada “Impactos en el recurso agua durante el desarrollo de pozos no convencionales de shale gas La experiencia de Pennsylvania”, elaborada por Susan L. Brantley , Dave Yoxtheimer, Sina Arjmand b, Paul Grieve, Radisav Vidic, Jon Pollak, 10 de junio de 2014 EEUU cuyo objetivo primordial fue “Determinar los impactos ambientales potenciales en el recurso agua de la actividad gas de lutita” y gracias a esto Se corrobora la contaminación de acuíferos en Pensilvania derivado a la aplicación de la técnica de fracturamiento hidráulico.

1.2 Planteamiento del Problema

El fracturamiento hidráulico de lutitas para la extracción de hidrocarburos se ha aplicado desde hace varias décadas en países desarrollados como Estados Unidos y Canadá los cuales mantienen su nivel de producción a partir de yacimientos no convencionales, debido a la disminución de sus reservas tradicionales. La ejecución de este tipo de proyectos, en estas zonas, ha ocasionado numerosos impactos ambientales fundamentalmente en el recurso agua, generando el declive de reservas y contaminación de acuíferos aprovechables para el consumo humano e industrial.

En Venezuela se ha visualizado la aplicación de esta técnica ya que existen potenciales yacimientos no convencionales en las principales rocas madres de los sistemas petrolíferos del país. Sin embargo, no se han encontrado trabajos publicados respecto al impacto ambiental asociado, situación muy desfavorable considerando los antecedentes reportados en otros países.

1.3 Objetivo General

Elaborar un procedimiento para la evaluación del impacto ambiental en proyectos de fracturamiento hidráulico de lutitas, para la extracción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales en Venezuela.

1.4 Objetivos Específicos

- Identificar las variables ambientales afectadas por la aplicación de la técnica del fracturamiento hidráulico de lutitas, para la producción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.
- Proponer medidas ambientales por la aplicación de la técnica del fracturamiento hidráulico de lutitas, para la producción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales en Venezuela
- Generar un documento de guía para la ejecución de la evaluación del impacto ambiental en proyectos de fracturamiento hidráulico de lutitas.

1.5 Justificación

Venezuela posee potenciales reservas de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, cuya opción tecnológica de explotación actual es el fracturamiento hidráulico de lutitas, procedimiento que ha generado impactos ambientales negativos en varios países. Ante la posibilidad en el futuro de extraer petróleo y gas por este método es necesario efectuar investigaciones en el área ambiental que permitan prevenir, reducir y corregir estos impactos con consecuencias desfavorables para la vida. La Gerencia Funcional de Ambiente de PDVSA Intevep, en el ejercicio de su misión de mantener las operaciones de la industria petrolera nacional en la vanguardia tecnológica, anticipándose en la visualización del componente ambiental, ha propuesto este trabajo para identificar los impactos ambientales potenciales en la aplicación del fracturamiento hidráulico y generar un procedimiento para esta evaluación, que se incorpore al acervo tecnológico de la industria y sirva de insumo para la creación de regulaciones ambientales cónsonas con las directrices del Estado.

Capítulo II

Marco Referencial

2.1 Marco Conceptual

2.1.1 Yacimientos No Convencionales y el Fracturamiento Hidráulico

El petróleo de lutita y el gas de lutita son una fuente de combustible fósil no convencional, esto significa que los procedimientos para su explotación van más allá de los métodos típicos. Este tipo de yacimientos es muy difícil de explotar, pero gracias a los adelantos tecnológicos, ahora pueden ser aprovechados. Una de las metodologías más usada es el fracturamiento hidráulico.

El hidrocarburo proveniente de las lutitas gasíferas sigue siendo gas natural y está compuesto de metano, a pesar de ello no fue sino hasta apenas hace 12 años que comenzó el interés por estas formaciones a nivel mundial debido al despliegue de la perforación de pozos horizontales, por la implementación del fracturamiento hidráulico y aunado a la creciente demanda de gas en el mundo. Los depósitos no convencionales se encuentran en la roca generadora como lo es la lutita. El color de la lutita puede variar dependiendo del tamaño del grano como se muestra en la Figura 2.1

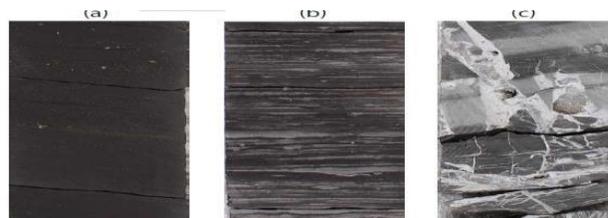


Figura 2.1 diferentes tipos de Lutitas

Fuente: Fracturamiento Hidráulico Multietapas. Trabajo Especial de Grado Universidad Autónoma de México, México DF. Lutitas café oscuro o gris, conocidas como lutitas negras (a), las lutitas de granos finos están intercaladas con granos más grandes de limonita, (b); (c) lutitas pueden fracturarse, creando caminos naturales para que fluyan los hidrocarburos. BLANCA A 2010.

La cantidad de espacio poroso dentro de las lutitas tiene un rango de entre 10% a 30%, permitiendo que se almacene hidrocarburos dentro de la roca esto va a depender de: la porosidad, cantidad de materia orgánica presente, presión de yacimiento y madurez térmica. La madurez térmica es una medida que se refiere a cuanta presión y temperatura se ha sometido la formación. Para poder medir la cantidad de materia orgánica presente, formada por la madurez térmica, se hacen pruebas de laboratorio a núcleos.

Para poder medir la cantidad de hidrocarburos en las lutitas se utilizan dos métodos:

El de cuantificación de la cantidad de Carbono Orgánico Total (COT) y se mide como un porcentaje del peso de la roca. La cantidad de hidrocarburo que puede almacenarse en la roca, depende de la cantidad de materia orgánica. La madurez térmica se mide en una vitrina de reflectancia en porcentaje de Ro. La madurez está controlada por la presión y la temperatura a la cual fue sometida la roca. La madurez del kerógeno dictamina el tipo de hidrocarburo que generará.

Las lutitas presentan valores muy bajos de saturación de agua (S_w), En general se tienen estas características:

- Muy baja permeabilidad
- Grandes espesores
- Aislamiento de los yacimientos
- Gradientes anómalos
- Cercanía de la roca madre y la roca almacén, en algunos casos en la misma debido a que el petróleo no ha migrado

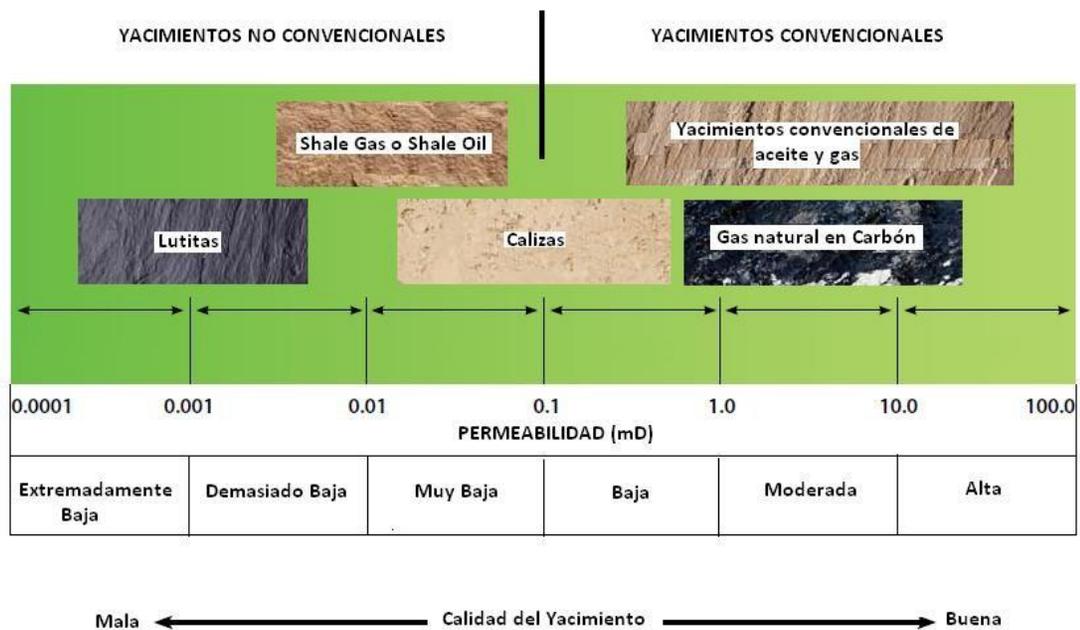


Figura 2.2 Grado de Permeabilidad en los distintos tipos de yacimientos

Fuente:Fracturamiento Hidraulico Multietapas.Trabajo Especial de Grado Universidad Autnoma de Mexico, Mexico DF. En esta figura se puede observar bajo el criterio de la permeabilidad la clasificacion de los yacimientos entre convencionales y no convencionales. BLANCA A 2010

El principal método de explotación de estos yacimientos es el fracturamiento hidráulico, el cual consiste en generar en la roca objetivo una fractura, mediante la inyección a alta presión de un fluido que básicamente es agua y agentes químicos, este fluido hace se introduce por los poros, de manera que los canales se separen aumentando el espacio disponible, para mantener abiertos los canales generados por la inyección a alta presión del fluido se usa un agente apuntalante, arena natural o sintética, La fractura apuntalada se comporta como un canal de alta conductividad entre la capa objetivo y el pozo, obligando de esta forma la migración del hidrocarburo hasta el pozo.

Proceso de fracturamiento hidráulico de lutitas

Para la explotación de los yacimientos no convencionales es importante la construcción de pozos horizontales de esta forma se asegura que se aproveche la mayor área del yacimiento en una sola perforación a continuación se describe parte de los pasos del proceso de fracturamiento hidráulico tomando a consideración la construcción del pozo

Construcción del pozo

- Se inicia la perforación horizontal
- La mecha desciende a una profundidad de miles de metros, según la zona de exploración y la capa objetivo. Puede llegar incluso a más de 5.000 m.
- Ubicada la formación objetivo, la mecha es dirigida horizontalmente y allí puede tener una trayectoria entre los 1.000 y 2.000 m.
- Una tubería de acero se cementa y se utiliza para aislar y proteger los acuíferos (superficiales), proporcionando la principal barrera de aislamiento entre los fluidos de perforación
- Para cubrir una mayor sección de la formación, Se logra desviando la tubería de perforación 150 m antes de la capa objetivo, para así llegar de manera eficiente y segura a las formaciones profundas de la roca donde se encuentra el hidrocarburo.

Proceso de Fractura

- Se procede a inyectar un líquido a alta presión este líquido es empleado para generar las microfisuras, tiene una composición de agua, apuntalante (arena o cerámica granulada) y aditivos esto se realiza en un tramo de la formación luego se taponea dicha sección y se pasa otro tramo y se repite nuevamente el procedimiento.
- Una vez realizadas las fracturas se procede a recolectar el hidrocarburo, el cual migra de la lutita debido a que en el líquido inyectado se encuentran

arenas que sirven como soporte para que las fisuras no se cierren y de esta forma se movilice el petróleo y el gas a la tubería.

- Parte del fluido inyectado retorna hacia la superficie, lo que se denomina flujo de retorno (flowback), dicho fluido de retorno es separado en superficie, el agua puede ser reutilizada en nuevos procesos o tratada hasta cumplir el estándar de calidad establecido en la normatividad ambiental.

Para efectuar el proceso de fracturamiento hidráulico se emplea tuberías flexibles(TF) la cuales permiten que se realice el desvío de la mecha de perforación hasta 90°con la finalidad de abarcar la mayor área posible de la formación con un solo pozo productor, dichas tuberías poseen puentes conectores los cuales son la causa de la desviación mecánica a través del liner para de esta manera poder realizar un proceso de manera correcta en cada área elegida para fracturar, este procedimiento se repite un determinado numero de ocasiones a lo largo del pozo, esta metodología es muy eficiente pero el costo necesario para su elaboración es alto en comparación con la explotación de yacimientos convencionales

BLANCA (2010) plantea que en yacimientos no convencionales de los EEUU se realizaron una serie de estudios necesarios para poder realizar la fractura se tomaron a consideración dos ideas primordiales

- Utilizar el esfuerzo creciente de la primera fractura generada por la inyección inicial para fracturar el siguiente intervalo
- Utilizar el fluido apuntalante en el primer intervalo para de esta manera bajar el porcentaje de apuntalante en el fondo para porción de fractura creada en el siguiente intervalo.

Según BLANCA (2010) el fracturamiento hidráulico plantea diferentes tipos de procedimientos para cada tipo de terminaciones, condiciones y tipos de pozo. Cada método utiliza diferente tipos de herramientas o técnicas que se describirán en

próximos párrafos. El fracturamiento es empleado de diferentes maneras dependiendo del diseño y la terminación del pozo. Este proceso se ha efectuado alrededor de 6000 pozos en 18 países para optimizar su producción ya que el tiempo de recuperación es relativamente corto.

Las primeras aplicaciones del fracturamiento hidráulico se registraron en julio de 1947 en Kansas EEUU en una porción del campo Hugoton el yacimiento se encontraba a una profundidad de 713,23 m a 786,38 m y se bombearon 3785 litros de napalm mediante una tubería enroscada que poseía empacadores seguido de 7570 litros de gasolina con 1% de liquido fracturante. Desde su introducción al mercado se ha ido desarrollando una serie de tecnologías enmarcadas a la optimización del proceso, en la actualidad existen alrededor de 20 diferentes tipos de procesos de fracturamiento hidráulico, comúnmente los aspectos más resaltantes que se necesitan cumplir para un proceso eficiente son:

- Tener un bajo riesgo de perder la pared lateral, ya sea completa o solo una parte; es decir, no dañar más la formación.
- Eficacia en la colocación de las fracturas en etapas específicas a lo largo del intervalo productor.
- Habilidad para dimensionar adecuadamente la fractura, así como los volúmenes de fluido y de apuntalante, tipos de apuntalante, etc.
- Evitar los problemas en el fracturamiento, tales como: excesivas fracturas múltiples o excesiva tortuosidad en la cercanía del pozo, los cuales pueden causar arenamientos o una fractura de longitud insuficiente.
- Habilidad para bombear los fluidos apropiados basándose en las características del yacimiento.
- Hacer del tratamiento un proceso efectivo y barato, mediante la selección del yacimiento en específico y en el valor de la recuperación final estimada.

Estos aspectos deben ser tomados en cuenta para así poder realizar un procedimiento exitoso, de igual manera las directrices claves son las siguientes:

- Movimiento individual del equipo de fracturamiento de las compañías de servicio.
- Exactitud en la ubicación de las fracturas.
- Tener flexibilidad para ubicar las fracturas debido a los eventos del trabajo.
- Minimizar el tiempo entre cada una de las etapas perforadas.
- Proveer mejor aislación o desviación entre las fracturas sucesivas.
- Utilizar programas agresivos de apuntalante, particularmente en el último paso del fracturamiento de cada una de las etapas para lograr la mayor conductividad posible en la cercanía del pozo con la fractura.
- Facilitar la limpieza del pozo en un momento cercano al que se formará el arenamiento.
- Dejar el agujero completamente abierto y sin ninguna restricción.

Vale acotar que en cada etapa puede diseñarse y ser determinado el bombeo específico, dependiendo de las condiciones del área donde se va a efectuar el fracturamiento al igual que la configuración del yacimiento, la distancia entre cada fractura puede variar dependiendo de donde sería el lugar idóneo, el confinamiento y el sellado de cada etapa puede mantenerse si tienen una distancia de 30,48 metros entre ellas

El *hidrojet* y las operaciones con la tubería flexible no usan partes de movimiento mecánico, esto origina una reducción del riesgo de la introducción de materiales o herramientas ajenas al pozo.

Fuente: Asociación Colombiana del Petróleo. ACP 2014

- **Requerimientos técnicos para el proceso de Fracturamiento hidráulico**

Tabla 2.1 Materiales del fracturamiento hidráulico

Material a Utilizar	18.000 a 30.000 m ³ de agua por pozo perforado
	2 a 10 Toneladas de Arena (grano redondo de cuarzo).
	Tuberías de diferentes diámetros(20 a 4"Ø) de acero flexible,
	4 a 8 Bombas reciprocantes de 1500 lpc,
	20 a 40 camiones cisternas de 20 m ³ de capacidad
	2 presas para agua de 1000m ³ de capacidad
	10 tanques de diferentes capacidades.

(Valdés, 2014 CIM).

- **Composición del fluido aplicado para generar la fractura**

Para poder realizar el proceso de fracturamiento hidráulico es necesario la implementación de una serie de químicos los cuales sirven como agente apuntalante y de sostén para que así la fractura sea originada y ocurra la migración del hidrocarburo, en la tabla anexa se detalla la concentración, el tipo de químico y su utilidad en el proceso.

Tabla 2.2 Composición del Fluido apuntalante, Función y concentración de químicos

Tipo de sustancia	Función en la industria	Concentración en el fluido de fractura
Hipoclorito de sodio (lavandina)	Acondicionamiento del agua, control microbiano	0,01% a 0,02%
Glutaraldehído	Control microbiano	0.01%
Hidróxido de sodio (soda cáustica)	Ajuste de pH para el fluido de fractura	0,04% a 0,08%
Ácido clorhídrico (ácido muriático) (33%)	Disolver carbonatos, bajar el pH	0.33%
Carbonato de sodio (natrón)	Ajuste de pH para el fluido de fractura	0,0% a 0,025% (Muy raramente utilizado)
Bicarbonato de sodio	Ajuste de pH para el fluido de fractura	0,0% a 0,006%

Tabla 2.2 Composición del Fluido apuntalante, Función y concentración de químicos (Continuación)

Ácido acético (vinagre)	Estabilizador de hierro para la mezcla de ácido clorhídrico	0,003%
Cloruro de potasio	Control de la expansión de arcillas	0,0% a 0,91%
Goma guar	Gelificante (polímero)	0,0% a 0,25%
Sales de Borato / ácido bórico	Para reticular el fluido de fractura	0,0% a 0,001%
Enzima hemi celulósica	Rompe las cadenas poliméricas.	0,0% a 0,0005%
Enzimas	Rompe las cadenas poliméricas.	0,0% a 0,0005%
Surfactantes	Tensioactivos: Para reducir las tensiones superficiales y interfaciales	0,02%
Sílice (arena)	Agente de sostén	4,0% a 6,0%
Resina acrílica	Agente de sostén (recubrimiento de granos de agente de sostén)	0,0% a 0,002% (no se usa siempre)

- **Fracturamiento Hidraulico Apuntalado**

El procedimiento tiene como función inyectar un fluido de alta viscosidad denominado fluido fracturante; este fluido tiene como objeto ocasionar una fractura en la capa objetivo y extenderla más allá del punto de falla, de tal manera, que se admita la implementación del apuntalante para ocasionar que la fractura se mantenga abierta una vez creada y a su vez que se libere la presión de bombeo, la misma que se encarga de fragmentar la capa objetivo y causa que se propague la fractura a través del yacimiento. Esta metodología se aplica en formaciones de muy baja permeabilidad. Normalmente, en un fracturamiento hidráulico apuntalado la secuencia de bombeo de los fluidos se realiza siguiendo el siguiente proceso:

- Bombeo de un volumen de precolchón, se conoce como Pad, de salmuera o gel lineal, con objeto de obtener parámetros de la formación y poder optimizar el diseño propuesto. A este tipo de operación se le conoce como Mini-frac, permite determinar: la presión de fractura, el gradiente de fractura, caudal máximo de fractura, presión de cierre instantáneo y eficiencia de pérdida de fluido; parámetros importantes para el diseño de fracturamiento y la geometría de la fractura.

- Bombear un colchón de gel lineal como fluido fracturante para generar la ruptura de la roca de la formación y dar las dimensiones de la geometría de la fractura.
- Bombear gel de fractura con agente apuntalante para mantener abierta la fractura generada.

La principal función de este fluido es servir de medio de transporte para el material de soporte y aporta la potencia hidráulica necesaria para fracturar la capa objetivo. El mismo tiene como fin sostener las paredes adyacentes a la grieta, de forma tal que al intentar cerrarse nuevamente la fractura, este material la mantenga abierta y permite el paso de los hidrocarburos. BLANCA (2010)

- **Presión de Fractura**

Es de interés del operador conocer la presión necesaria que ocasiona que se mantenga abierta la fractura y genera una propagación más allá del punto de ruptura. BLANCA (2010)

- **Presión de Cierre**

Este parámetro es de interés ya que suministra información cuando la fractura no apuntalada se cierra. Es un esfuerzo integral, promedio de la capa objetivo y se diferencia del esfuerzo mínimo, el cual es un dato local y varía para toda la zona de interés. BLANCA (2010)

- **Presión Instantánea al detener el bombeo**

Este parámetro obtenido en la presión de fondo correspondiente al caudal de inyección cero. La presión ISIP se obtiene gráficamente a partir de los datos de la inyección del fluido, como la presión correspondiente a la intersección entre la tangente a la declinada de la presión y la vertical trazada al tiempo correspondiente a un gasto de inyección igual a 0. BLANCA (2010)

- **Presión Neta**

Se denomina presión neta a la diferencia entre la presión en cualquier punto en la fractura y la presión a la cual la fractura se cierra

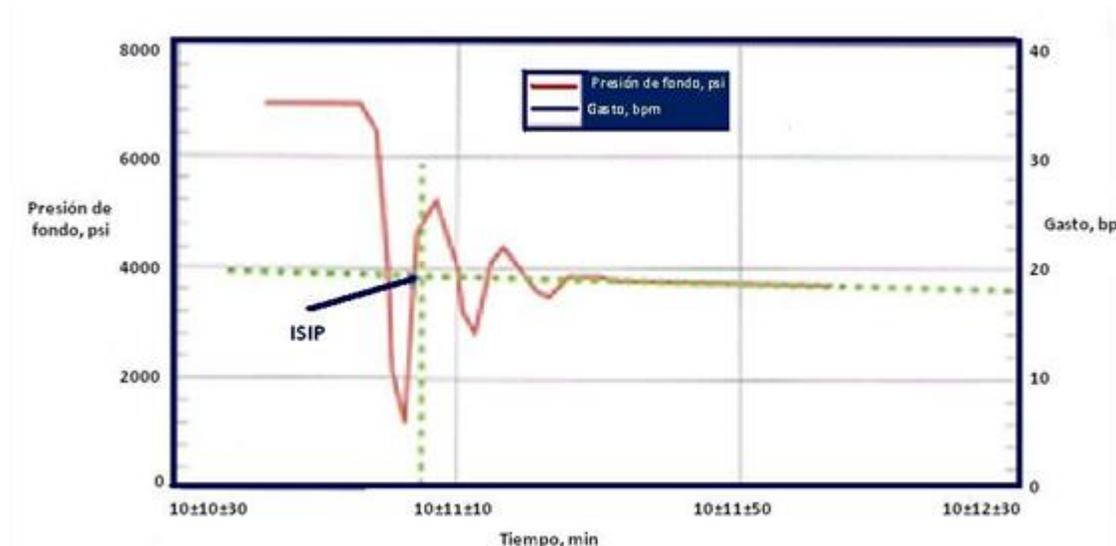


Figura 2.3 Determinación de la presión instantánea al detener el bombeo. Fuente: Fracturamiento Hidráulico Multietapas. Trabajo Especial de Grado Universidad Autónoma de México, México DF Blanca A 2010

La presión neta es generada por la caída de la presión debajo de la fractura ocasionada por el flujo de un fluido viscoso. En varios yacimientos, dicha caída está subordinada por la presión en aumento próxima al inicio de la fractura cuando se

empieza a distribuir la misma. El perfil de la presión neta controla la distribución tanto de la altura como del ancho a lo largo de la fractura.

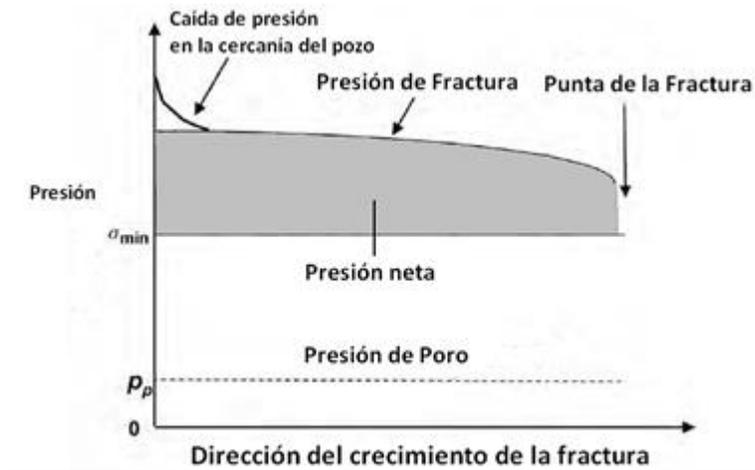


Figura 2.4 Presiones vs Dirección de Crecimiento

Fuente: Blanca A 2010 .Fracturamiento Hidráulico Multietapas.Trabajo Especial de Grado
 Universidad Autónoma de México, México DF

En términos prácticos es la presión necesaria para que la fractura quede abierta y se propague. Si la Presión Neta es cero, significa que la fractura se encuentra cerrada. La presión neta se usa para estimar el comportamiento del crecimiento de la fractura, se aprecia si la fractura aumenta longitudinal y verticalmente, además de señalar si hay presencia de arenamientos. La presión de cierre es una constante de la formación y esta ligada a la presión de poro. La presión neta es un valor muy importante debido a que se necesita conocer dicho dato para poder diseñar la fractura y así realizar análisis de las presiones de fracturamiento en el yacimiento y para elaborar análisis de las presiones posterior al procedimiento. Blanca (2010)

- **Presión de Fricción en la Cercanía del Pozo**

Este parámetro es de relevancia ya que el mismo arroja información sobre las pérdidas de presión mientras los fluidos se desplazan a través de la tubería y se

refiere a la diferencia entre la última presión de bombeo y la presión instantánea al detener el bombeo BLANCA (2010)

- **Presión de Fricción Total**

Es aquella que se calcula con los datos de presión de superficie, por su parte la presión de fricción en la cercanía del pozo, se calcula con las mediciones de presión de fondo.

Estas medidas se refieren a la diferencia entre la última presión de bombeo y la presión instantánea al detener el bombeo (ISIP). BLANCA (2010)

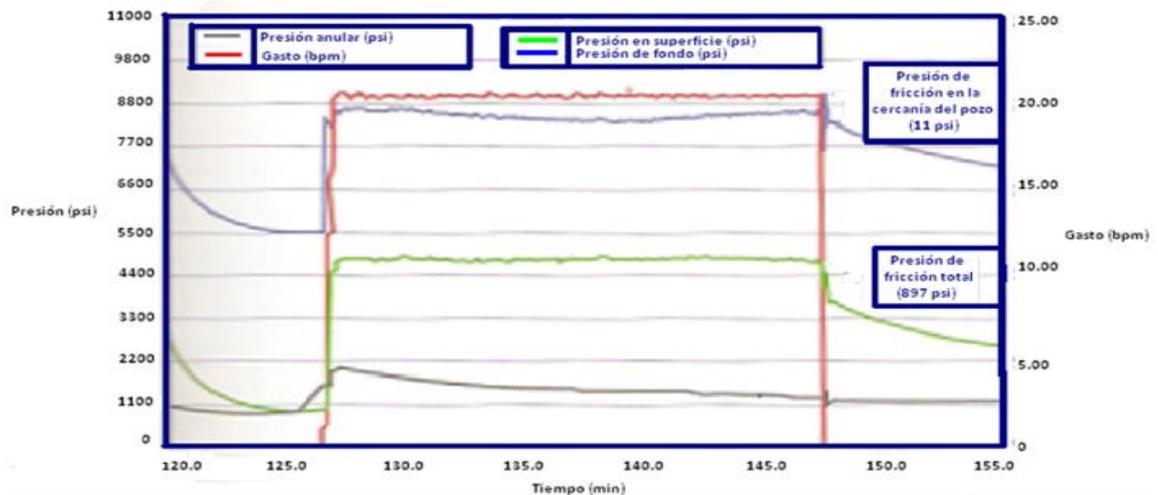


Figura 2.5 Presiones de fricción total y en la cercanía del pozo para una prueba de calibración.

Fuente: Blanca A 2010 .Fracturamiento Hidráulico Multietapas.Trabajo Especial de Grado

Universidad Autónoma de México, México DF

- **Dirección de la Fractura**

HERNÁNDEZ C. SOTO J. (2009) Dice que La fractura se induce perpendicularmente al esfuerzo mínimo principal ejercido en la capa objetivo, esto se

traduce como para que inicie la fractura, la presión de bombeo del fluido en la cara de la capa objetivo debe ser mayor a este esfuerzo mínimo.

Se inducirá perpendicularmente hacia la zona donde se tenga el menor esfuerzo principal. En algunas capas objetivos someras, el menor esfuerzo principal es el esfuerzo de sobrecarga; esto genera una fractura horizontal.

En yacimientos con una profundidad mayor a 305 metros, el menor esfuerzo principal probablemente será horizontal; resultando una fractura vertical.

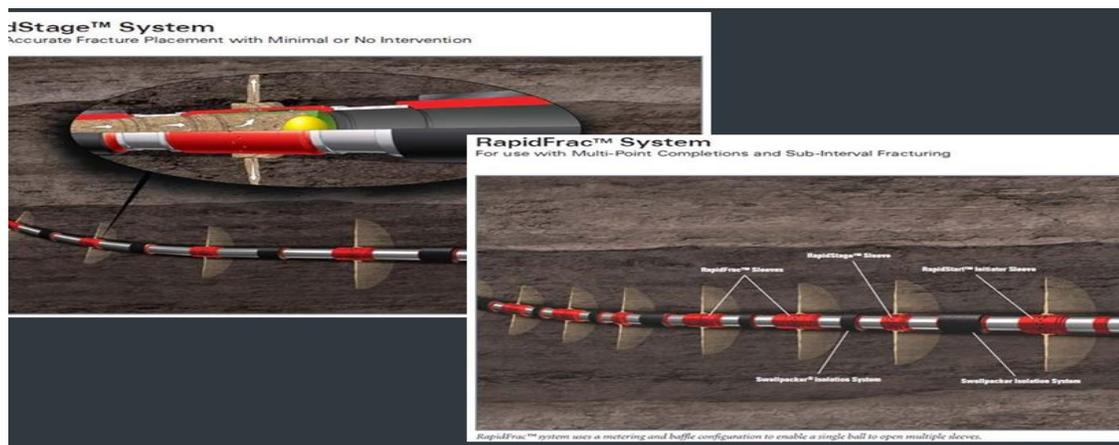


Figura 2.6 cambio de dirección de la mecha ilustrada y tomada de Halliburton 2011

Una teoría que se origina para poder explicar la orientación de las fracturas supone que en las zonas donde se localizan las fracturas naturales, el esfuerzo de mayor magnitud es el vertical al igual que la presión efectiva de sobrecarga, contrario a este planteamiento cuando hay fallas geológicas transversales el esfuerzo con mayor magnitud es el horizontal, con el basamento anteriormente expuesto se concluye que la fractura será horizontal cuando aumenta perpendicularmente el esfuerzo mínimo horizontal, la siguientes imágenes describen la orientación de los esfuerzos.

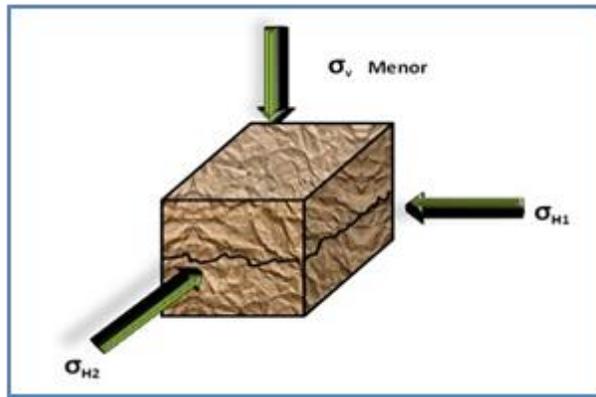


Figura 2.7.A Orientación de la fractura Horizontal

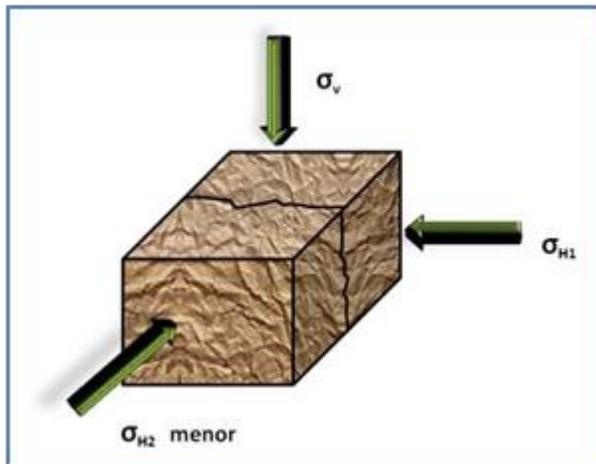


Figura 2.7. B Orientación de la fractura Vertical

- **Conductividad de la Fractura**

Se define como el producto del ancho de la fractura apuntalada y de la permeabilidad del agente apuntalante.

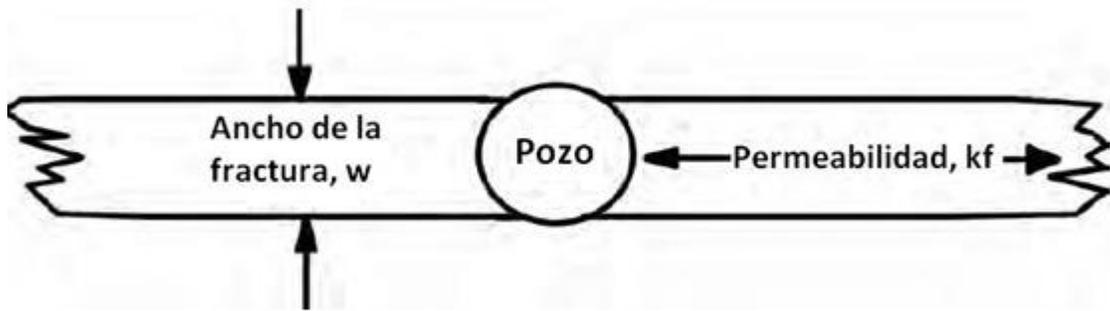


Figura 2.8 conductividad de la fractura. Fuente: Fracturamiento Hidráulico Multietapas. Trabajo Especial de Grado Universidad Autónoma de México, México DF Blanca A 2010

La permeabilidad de todos los agentes apuntalantes usados comúnmente (arenas, RCS, y los apuntalados cerámicos) son de 100 a 200 darcys esto cuando no se ha aplicado esfuerzo. Ahora bien, la conductividad de la fractura ira en decaimiento mientras avanza la vida útil del pozo, esto ocasionado por: el aumento del esfuerzo sobre los agentes apuntalados, la corrosión bajo tensión afecta la fuerza del apuntalante, aplaste del apuntalante, empotramiento del apuntalante dentro de la formación y daño resultante del gel remanente o desgastes de aditivos. El esfuerzo efectivo ejercido sobre el agente apuntalante es la causa que origina diferenciación entre el esfuerzo in-situ y la presión que fluye en la fractura. Cuando el pozo está produciendo, el esfuerzo efectivo sobre el agente apuntalante, paulatinamente subirá debido al decaimiento de la presión de fondo que fluye. El esfuerzo in-situ irá en descenso en el paso del tiempo conforme declina la presión.

Para pozos someros, donde el esfuerzo efectivo es menor a 6000 psi, la arena puede usarse para crear fracturas altamente conductivas BLANCA (2010).

- **Geometría de la Fractura**

HERNÁNDEZ C. SOTO J. (2009) Dice que para poder realizar un procedimiento exitoso de fracturamiento hidráulico en necesario saber las características y dimensiones correctas de la fractura, para así optimizar el proceso. Es necesario tener un buen conocimiento de estas variables para evitar fallas en el procedimiento, se

debe tener control en la operación y para esto controlar la geometría de la fractura es necesaria. La geometría de la fractura esta controlada por un grupo de parámetros que debe ser tomado a consideración para la elaboración de los modelos a utilizar:

- Mecánicas de la roca
- Fluido Fracturante,
- Condiciones de inyección del fluido
- Los esfuerzos y su distribución en el medio poroso

	Complex Systems	Complex Planar w/ Fissures	Complex Planar	Planar w/ Fissures	Planar
Fracture Geometry					
Stress Anisotropy	LOW → HIGH				
Brittleness	BRITTLE ← DUCTILE				
Completion Focus	STRESS INDUCED COMPLEXITY	RESERVOIR DIVERSION	RESERVOIR DIVERSION	RESERVOIR DIVERSION	FRACTURE INTENSITY
Reservoirs	Barnett Woodford	Marcellus Eagle Ford Gas	Eagle Ford Oil Bakken	Haynesville	Montney
Pinpoint Processes	CobraMax® DM TX-2-Step	CobraMax® DM	CobraMax® DM	CobraMax® DM	CobraMax® HJA Cobra Frac® SurgiFrac®

Figura 2.9 Diferentes tipos de fracturas y en que tipo de yacimientos fueron aplicadas tomada de Halliburton 2011

Para que la propagación de la fractura sea controlada y exitosa, se tienen que considerar ciertos parámetros:

- Análisis de las Leyes de momento, masa y energía.

- Criterio de propagación, factores que causan que la fractura avance.
(Interacciones con la roca, fluido y la distribución de energía.)

La fractura se propagará vertical y lateralmente, dependiendo de la distribución de esfuerzos locales y de las propiedades de la roca.

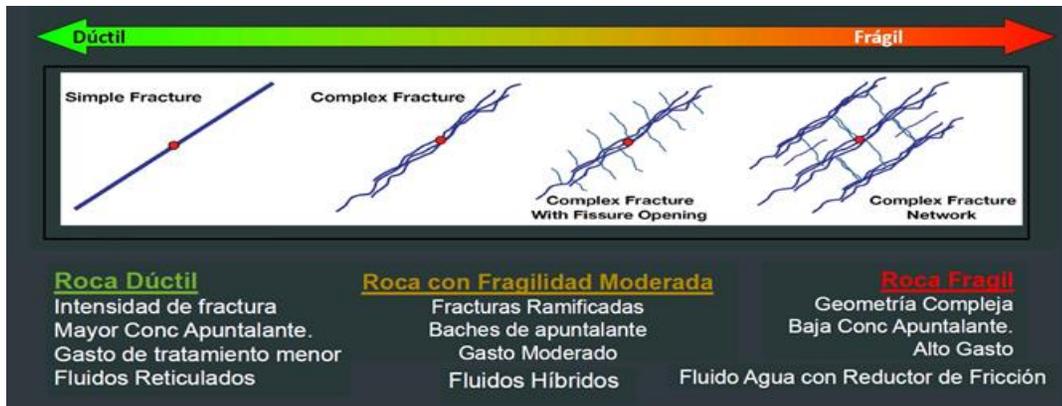


Figura 2.10 Selección de la técnica de Fractura en base a la mecánica de rocas Tomado de Halliburton 2010

La mecánica de la roca juega un papel preponderante para poder diseñar la fractura, conocer su proceso de desarrollo y los posibles resultados que se obtendrán. La mecánica de rocas dictamina una serie parámetros para así diseñar un modelo del comportamiento de una fractura:

- La características de la rocas controla el proceso de bombeo
- Los tres esfuerzos principales que definen la mecánica de la fractura
- El Módulo de Young y la relación de Poisson definen el esfuerzo mínimo horizontal
- La presión neta controla la geometría de la fractura

- **Factores Incidentes en la Geometría de la Fractura**

HERNÁNDEZ C. SOTO J. (2009) Plantean que durante el proceso la geometría esta definida por su altura, longitud y amplitud, para poder deducir la geometría de una fractura estas variables están relacionadas con las propiedades propias de la formación y del fluido fracturante.

Las dimensiones y la geometría originadas en durante el bombeo representa uno de los problemas que tienen mayor complejidad en el proceso de fracturamiento hidráulico hay una variedad de factores que juegan un papel preponderante en la geometría de la fractura pudiéndose mencionar:

- Propiedades mecánicas de la formación.
- Caudal de inyección.
- Pérdidas de fluido.
- Propiedades de fluido de tratamiento.
- Volumen del fluido inyectado.

Para comprender la geometría y las dimensiones que tiene una fractura durante el procedimiento es necesario realizar modelos matemáticos con un gran número de simplificaciones y suposiciones, Para el fracturamiento hidráulico el modelaje solamente realiza aproximaciones del proceso ya que realizar una corroboración de la información de forma directa no es posible debido a que no se cuenta con los medios para realizarla, en la actualidad se encuentran desarrollando tecnologías que permitan indirectamente y eventualmente corregir los modelajes propuestos.

- Pérdidas del Fluido

La pérdida de fluidos hacia la formación es preponderante en el volumen que alcanza la fractura originada o el conjunto de las dimensiones que posee, la velocidad de filtrado del fluido es originado por la diferencia de presión siendo la misma fuerza impulsora sobre 3 resistencias, estas misma son la compresibilidad del fluido de yacimiento, la invasión de la formación por el fluido viscoso y la eventual formación de un revoque en las paredes de la fractura con aditivos y residuos solidos
 HERNÁNDEZ C. SOTO J. (2009)

- Compresibilidad del Fluido del Yacimiento

Una variable que controla la acción del fluido del yacimiento es la velocidad de filtración V_f , la misma disminuye con la raíz cuadrada del tiempo y se puede denotar mediante la siguiente expresión.

$$V_f = CII / \sqrt{t}$$

CII es conocido como coeficiente del fluido del yacimiento (ft/min) siendo este una variable dependiente de la diferencia de presión ΔP (Presión de Fractura – Presión de Yacimiento psi,) así como también de la porosidad ϕ (Fracción) y permeabilidad K (mD) del pozo, aunado a la viscosidad (centipoises) y compresibilidad C (1/psi) del fluido del yacimiento. HERNÁNDEZ C. SOTO J. (2009)

$$CII = 1.18 \times 10^{-3} \times APJ (\phi KC/\mu)$$

- Invasión de la Formación por el Fluido de fractura

El cambio de la velocidad de filtración es parecida a la expresión anterior

$$V_t = CII / \sqrt{t}$$

V_t : Velocidad de filtrado ft/min

La caída de presión, la permeabilidad y la porosidad del yacimiento, y la viscosidad del fluido de fractura μ_f hacen que el coeficiente de viscosidad del fluido sea dependiente de dichas variables. HERNÁNDEZ C. SOTO J. (2009)

$$CI = 1.48 \times 10^{-3} \times APJ (\text{ØKAP}/\mu_f)$$

- **Propiedades Mecánicas de las Rocas**

HERNÁNDEZ C. SOTO J. (2009) Dicen que medida que la profundidad va aumentando las propiedades propias de las rocas se va modificando, una muestra de ello son la porosidad y la permeabilidad, las mismas varían debido a la carga litoestática de los estratos suprayacentes del yacimiento.

Para generar una fractura la presión está vinculada con los componentes de las tensiones en la formación. Es por ello que el Fracturamiento Hidráulico puede efectuarse y dispersarse en las direcciones del material donde este la menor concentración de las tensiones. Cuando en la roca, se inicia y se propaga la fractura, la roca tiene una respuesta de manera plástica. Para el estudio de las fracturas se utiliza es el criterio del comportamiento lineal de la elasticidad, esto porque los esfuerzos y las deformaciones pueden ser descritas por la teoría elástica.

La materia con comportamiento elástico esta caracterizada por unas determinadas constantes elásticas que pueden ser descritas en forma estática o dinámica por esfuerzos experimentales aplicados. En materiales isotrópicos, solo es necesario conocer dos constantes para realizar la descripción del comportamiento elástico, estas mismas se conocen como constante Young y Constante Poisson.

El principal aspecto a estudiar en la mecánica de rocas es la Elasticidad, las rocas entran en la clasificación de materiales elásticos es de allí la importancia de describir la elasticidad de la misma.

- **Permeabilidad y Porosidad bajo esfuerzos**

Estos parámetros son determinados en núcleos a presión atmosférica. Las mediciones pueden estar muy cercanas o muy alejadas a las condiciones existentes en el yacimiento las discrepancias dependen de la naturaleza y tipo de roca, de la estructura presente y las fisuras contenidas en ella además de la presión efectiva (Presión efectiva = Presión externa – Presión interna) a la que este sometida la roca, al aumentar la misma la permeabilidad de las rocas fisuradas disminuye aceleradamente, variando después lentamente. HERNÁNDEZ C. SOTO J. (2009)

- **Presión de Extensión de la Fractura**

Este parámetro es necesario conocer debido a que es la presión capaz de generar la fractura en la formación, algunos autores la denominan Presión de tratamiento en el Fondo (BHTP).

Esta presión es la apropiada para poder mantener abierta la fractura así como también poderla propagar, el gradiente de la fractura no es fijo durante el proceso de producción del yacimiento sino que varia ya que la presión del yacimiento cambia a medida que se cumple su vida útil. HERNÁNDEZ C. SOTO J. (2009)

- **Gradiente de Fractura**

Permite determinar la presión necesaria para propagar la fractura, esta misma se puede relacionar con la profundidad de la formación en forma de gradiente de fractura. HERNÁNDEZ C. SOTO J. (2009)

$$G_f = BHTP/TVD$$

Donde:

G_f: Gradiente de fractura.

BHTP: Presión de extensión de fractura.

TVD: Profundidad

- **Diseño de una Fractura**

En la formación cada punto se encuentra sometido a los efectos de los esfuerzos causados por cargas y fuerzas tectónicas. Los Esfuerzos que actúan en un punto pueden reemplazarse por los tres esfuerzos principales, para comenzar con el proceso de fractura el máximo esfuerzo de tensión aplicado en el yacimiento debe exceder la resistencia de la formación a la tensión. Es por ello que la fractura se producirá perpendicular al menor esfuerzo. HERNÁNDEZ C. SOTO J. (2009)

- **Iniciación de la Fractura**

La iniciación de la fractura se traduce como la ruptura de las rocas adyacentes a las paredes del pozo, la misma ocurre si los esfuerzos creados exceden la resistencia de la formación, durante el proceso, la iniciación de la fractura se identifica por la caída inmediata de presión de fondo de inyección, aunado de un aumento de la tasa de inyección. Los esfuerzos creados alrededor del orificio antes de que la fractura se inicie dependen de los siguientes factores

- Los valores de los esfuerzos principales “in situ” y su relativa orientación con respecto al orificio.
- La presión del fluido dentro del orificio.
- La cantidad del fluido que se fuga hacia las paredes del orificio.
- La existencia del revestidor, cemento y perforaciones.
- propiedades mecánicas de la formación.
- La presión de formación

En condiciones en las cuales el orificio este abierto, el agrietamiento de las paredes del mismo se origina por la falla a la tensión de las paredes, lo suscitado posteriormente es debido a los esfuerzos axiales o tangenciales que sufre la pared del pozo y que exceden la resistencia de la formación.

En el caso de que los esfuerzos tangenciales exceden la resistencia de la tensión, se ocasiona un fracturamiento vertical en la pared del pozo. El tipo de fractura originada posterior al rompimiento es dependiente solo de la orientación del mínimo esfuerzo in situ. Las fracturas horizontales en pocas ocasiones ocurren en términos prácticos, exceptuando el caso de profundidades someras, la presión en la cual se generan las fracturas hidráulicas por lo general esta asociada al incremento de la profundidad, esto a causa de que los esfuerzos principales in situ aumentan con la misma. En gran parte de los fracturamientos del mercado son efectuados en orificios revestidos, en estas situaciones la presión de rompimiento será en función además de los factores descritos anteriormente y del número de arreglo de las perforaciones. Generalmente se consideran dos arreglos de las perforaciones:

- Todas las perforaciones están en una o dos líneas diametralmente opuestas alrededor del orificio.
- Todas las perforaciones están alrededor del orificio en un arreglo helicoidal.

HERNÁNDEZ C. SOTO J. (2009)

- **Tipos de Fracturas**

Por lo general se usan la terminología de horizontal y vertical para clasificar y describir el tipo de fractura, sin embargo los mismos son inadecuados ya que los mismos se refieren a la superficie en lugar de referirse al pozo donde se efectúa el proceso, a continuación se denotan los tipos de fracturas que se pueden presentar en el proceso

- **Fractura Axial**

La fractura axial yace en el mismo plano del pozo, en un medio isotrópico las fracturas axiales se generan únicamente cuando uno de los tres esfuerzos principales (exceptuando el de menor magnitud) es paralelo al pozo.

Si la fractura axial comienza en un orificio abierto la misma se propagará hasta la zona presurizada por el fluido del proceso, en orificios con revestimientos se puede crear un conjunto de fracturas axiales al mismo tiempo pero separada por una barrera, al proseguir la causa del fracturamiento este conjunto de fracturas axiales se contienen en un solo plano de fractura.

Un hecho resaltante es que la fractura puede detenerse o extenderse a la formación adyacente esto genera que la fractura pueda extenderse a diferentes velocidades, cuando la fractura se inicia y extiende en un eje, alcanza el otro y predomina su altura. HERNÁNDEZ C. SOTO J. (2009)

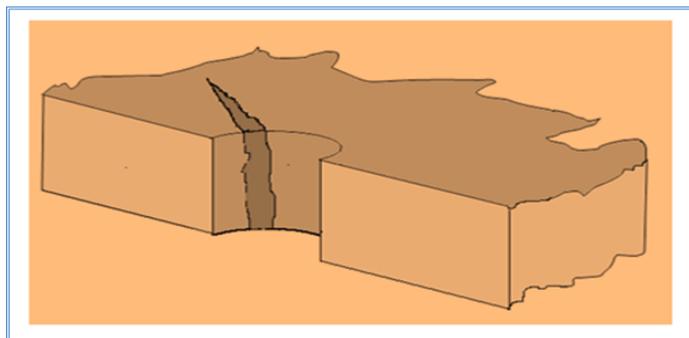


Figura 2.11 Fractura axial

- **Fractura Normal**

Esta fractura es generada cuando el esfuerzo principal in situ es paralelo al eje del pozo el inicio de la fractura normal es mucho mas complejo que en la fractura axial,

en el orificio abierto la fractura inicia en la pared del orificio es axial cuando la fractura se extiende y ya no esta bajo la influencia del pozo, el plano de fractura cambia y sigue normal, la fracturas normales son consideradas como radiales, cuando las fracturas son a través de las perforaciones el contexto se modifica ligeramente la probabilidad de iniciación de fracturas axiales es mucho menos en el de orificio abierto debido a la influencia de las perforaciones esto puede ocasionar fracturas normales en las perforaciones ya sea por reorientación de las fractura axiales o por la iniciación de algunas fracturas normales en las perforaciones, el segundo caso ocurre cuando la presión del proceso en el fondo del pozo es menor que la presión de rotura. HERNÁNDEZ C. SOTO J. (2009)

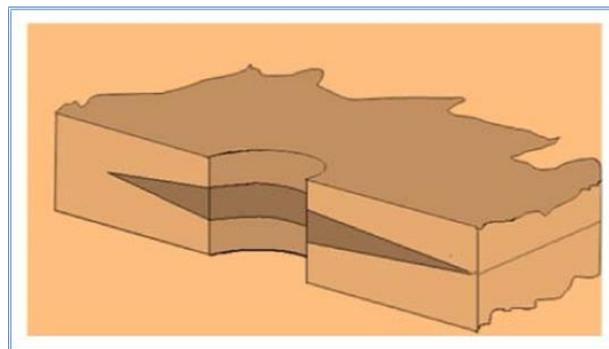


Figura 2.12 Fractura normal

- **Fractura Inclinada**

Se forman en el momento que ninguno de los tres esfuerzos principales in situs es paralelo al eje del orificio así la fractura sea perpendicular al menor esfuerzo principal con respecto al pozo, comúnmente tales fracturas aparecen respecto al pozo como axiales lo cual origina dificultad para distinguirla de las que son las verdaderas fracturas axiales, en el orificio abierto, se comienza a fracturar y se reorienta perpendicularmente al menor esfuerzo principal, en orificio con revestimiento la posibilidad de inicio y extensión de la fractura inclinada es mayor que en orificios abiertos, en ambos contextos se puede crear un conjunto de fracturas paralelas

inclinadas, una forma de suprimir la probabilidad de fracturas múltiples es la reducción de fuentes a través las cuales la fractura inicia, con el orificio abierto se debe reducir la longitud de la zona presurizada, en orificios ya perforados se logra por la reducción de la longitud del orificios presurizado o perforado solamente en una pequeña longitud. HERNÁNDEZ C. SOTO J. (2009)

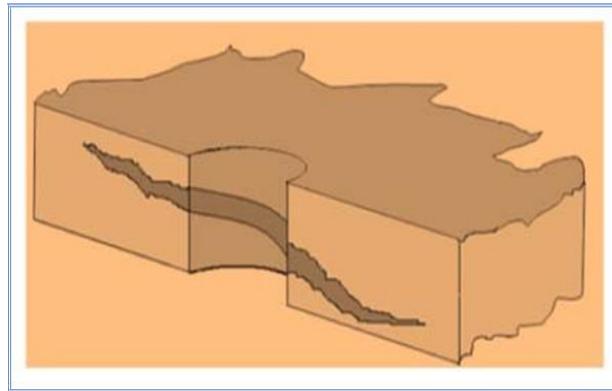


Figura 2.13 Fractura inclinada

- **Tecnologías empleadas en el Procesos del Fracturamiento Hidráulico**

El fracturamiento hidráulico consta con diferentes procesos que usa una gama de herramientas, esto causa que la técnica pueda adaptarse para diferentes tipos de terminaciones y a las diferentes condiciones del pozo. Ahora se procederá a realizar una descripción de los procesos que se emplean en el fracturamiento.

- **Esferas Selladoras**

Esta tecnología se emplea para redirección el fluido de tratamiento durante el proceso de fracturamiento, el proceso usa pistolas convencionales que permanecen en el casing durante la aplicación del fracturamiento, cuando cada fractura se termina, las esferas selladoras se bombean para cerrar brevemente los orificios. En la operación con bombeo continuo las esferas causan que no se de ninguna interrupción y que se

tenga una presión positiva sobre los asientos para generar un sellado optimo. Hoy en día hay alrededor de 35 pozos fueron fracturados con mas de 350 etapas esto se aplicado con mayor frecuencia en EEUU, esta tecnología puede mezclarse con algunas otras metodologías multietapas. BLANCA (2010)

- **Proceso Con Tubería Flexible**

Esta herramienta es sumamente utilizada tanto en yacimientos convencionales como los no convencionales debido a que tiene muchas ventajas tecnológicas, es por ello que seguidamente se describen algunos procesos con tubería flexible. BLANCA (2010)

- *CF Multistage CT Fracturing*

En esta técnica con TF se usa un empacador y cuchara para realizar una pre perforación en un pozo con gran variedad de intervalos en la actualidad se han realizados mas 18000 tratamientos de Fracturamientos, esta técnica es muy efectiva en pozos que están a pocas profundidades el método una el empacador Straddle aplicado con Tubería Flexible, esto hace posible perforar cada uno de los intervalos que serán procesados individualmente haciéndolo en una misma corrida en el pozo. La máxima profundidad alcanzada es de 8061 pies. BLANCA (2010)

- *Hydrajet Assited Fracuring*

BLANCA (2010) dice que en este proceso los apuntalantes son inyectados mediante una tubería, para luego que luego sean bombeados los fluidos de limpieza por debajo de la zona anular, la presión en la zona anular debe ser contralada mientras se mantiene la presión de fondo fluyendo levemente a menor presión de la fractura

inicial. El apuntalante que sobra ejerce una presión a la pared originando una cavidad, la presión en el espacio anular por lo general se mantiene constante debido a las fisuras, el fluido entre las cavidades de la formación y se devuelve por el espacio anular debido a que no tiene otra ruta por el cual regresar. A medida que se genera la cavidad la presión de fondo en la misma aumenta, el fluido dentro de ella continua avanzando hasta que se forma una fractura el punto de alta presión puede ser cualquiera que este situado fuera dl espacio anular por lo general en el fondo de la cavidad.

Como se originan esfuerzos de tensión, la presión sobrepasa la presión de la fractura esto ocasiona que la se origine el fracturamiento, basándose en la ecuación de Bernoulli, el apuntalante de fluye en el espacio anular son introducidos en la fractura para que de esta forma pueda continuar la extensión de la fractura, no es necesario aislar la fractura debido a que la alta energía cinética del fluido que se inyecta se convierte en energía potencial dentro de la fractura, posterior se alcanza la presión de extensión de la fractura en el punto de inyección de la misma, mientras que la presión del espacio anular se mantiene constante o por de debajo de esta presión.

Básicamente este proceso se resume en ´

- El jet se coloca en los túneles en el plano de la fractura.
- La presión de estancamiento del fluido más la presión en el espacio anular es lo que crea la fractura.
- La presión de inyección más la presión en el espacio anular es lo que extiende la fractura.
- El concepto del efecto Bernoulli explica cómo se mantiene la entrada del fluido en la fractura con la mínima presión en el pozo.
- El flujo complementario del espacio anular hace que la fractura crezca

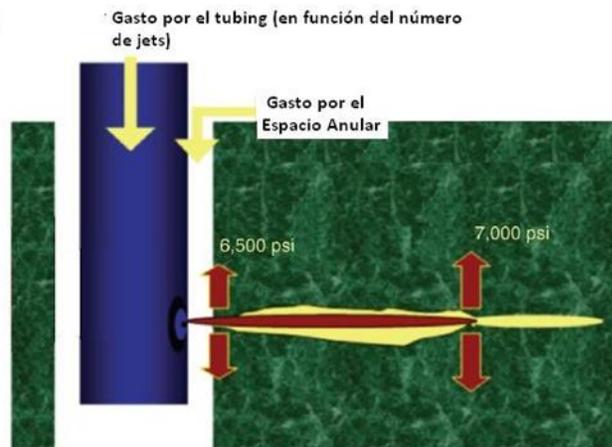


Figura 2.14 Proceso *Hidrojet* Fuente: Blanca Fracturamiento Hidráulico Multietapas.Trabajo Especial de Grado Universidad Autónoma de México, México DF BLANCA A (2010)

- ***Hydrajet Perforating Anular Pumping***

La metodología usa un empacador para redireccionar el fluido, con el mismo se tiene una forma de fracturar por etapas un pozo horizontal con una terminación convencional, la tubería flexible es de 1,75” para realizar la inyección, hay que tomar a consideración una serie de elementos necesarios para que este tipo de método se realice de la mejor manera, entre lo cuales destaca:

- Colapso de la TF
- Bloqueo de la TF, en laterales horizontales
- Correlación de Profundidad de la TF
- Dimensiones de la Rueda Medidora
- Resbalamiento de la Rueda Medidora
- Ángulo apropiado
- Elongación por el ciclo de la tensión plástica
- Elongación por carga axial elástica
- Elongación por cambios de temperatura

- Acortación por cambios de temperatura
- Condiciones del pozo
- Espaciamiento vs Perforación

Esta técnica usa un proceso de erosión para la remoción de la roca posterior ocasiona un daño resultante en la roca, originado por la compactación en el túnel erosionado. La fractura se propaga mediante el túnel perforado de gran diámetro no dañado ni compactado, esto por el principio de Bernoulli, la energía del fluido que esta en la tubería se convierte en energía cinética a través del jet lo cual ocasiona una corriente de alta velocidad. BLANCA (2010)



Figura 2.15 Perforaciones con el sistema hidrojete Fuente: Fracturamiento Hidráulico Multietapas. Trabajo Especial de Grado Universidad Autónoma de México, México DF BLANCA A (2010)

- ***HPAP con Proppant Plug Diversion***

Blanca 2010 Explica la metodología la cual consiste en una tubería flexible, perforaciones con hidrojete, tratamiento con almohadillas en el espacio anular y desviación con tapones de apuntalantes esta técnica origina un fracturamiento muy agresivo con un filtrado inducido, que logra una mayor conductividad entre el pozo y su entorno, básicamente en este proceso se perfora y fractura un intervalo en donde una pequeña carga de arena se introduce a través de la tubería flexible para ponerlo en el túnel previamente perforado, se perfora un nuevo intervalo o se fractura arriba del

tapón, en última instancia se procede a limpiar el pozo de los excesos de apuntalantes para que así el pozo entre en la etapa de producción y de esta forma recuperar el fluido de tratamiento utilizando una tubería flexible, un sistema hidrojet colocación del colchón y los tapones apuntalantes, este dispositivo posee las siguientes especificaciones técnicas: diámetro externo de 3.4” y cuatro boquillas de 0.25”, con un bombeo nominal de 9 bpm. Un dispositivo con un OD de 3.66” y seis boquillas de 0.25”, pueden llegar a tener un gasto de fractura nominal de 13 a 14 bpm, con una vida útil de 200,000 a 250,000 lbm de apuntalante a través de las seis boquillas.



Figura 2.16 Herramienta de perforación Fuente: Fracturamiento Hidráulico Multietapas. Trabajo Especial de Grado Universidad Autónoma de México, México DF BLANCA A (2010)

El paso en el cual se debe tener sumo cuidado debido a la importancia que este representa es la colocación del tapón de apuntalante ya que el mismo debe servir como mecanismo de desvío cuando se aplica el método en cada una de las etapas superiores de igual forma debe proveer la máxima conductividad para evitar que el flujo converja y se formen restricciones en la formación, para que esta aplicación sea exitosa se ha utilizado los siguientes métodos:

- Método: Arenamiento cerca del pozo
- Método: Arenamiento con gasto reducido
- Método: Presión sin precisión (Squeeze Hesitation)
- Método: Cierre Inducido

- Método: Perforación Hidrojet Orientada
- Método: Lavado en el fondo con TF

HPAP, PPD y servicio con TF

Esta metodología se usa para darle tratamiento a pozos horizontales cementados, una vez que se haya perforado y fracturado en una etapa se arroja arena en los intervalos tratados y de esta manera lograr que se fije, ya cuando se ha fracturado el intervalo arriba de la grava fijada el tratamiento se repite cada vez que sea necesario, como ultimo paso se limpia el exceso de fluido apuntalante en el fondo para de esta manera el pozo pueda producir y de igual forma se pueda recuperar el fluido de tratamiento. Esta metodología no se ve obligado de tener un pozo que tenga un orificio con restricciones esto porque no carece de dispositivos mecánicos colocados dentro de los revestidores, este método usa las herramientas como un equipo simple de fondo que contiene un dispositivo hidrojet, un freno de bola un dispositivo de desconexión y conector TF. BLANCA (2010)



Figura 2.17 Equipo de fondo del método HPAP con PPD Fuente: Fracturamiento Hidráulico Multietapas. Trabajo Especial de Grado Universidad Autónoma de México, México DF BLANCA A (2010)

- **HPAP con Empacador de Desvió**

Este método posee un equipamiento de fondo que tiene un empacador que confina las etapas que ya han sido tratadas también cuenta con un sistema de perforación hidrojet que usa una TF para bombear el fluido y deja el tratamiento para fracturar el espacio anular que esta infrayacente del mismo. BLANCA (2010)



Figura 2.18 Equipo de Fondo HPAP Fuente: Blanca A 2010 .Fracturamiento Hidráulico Multietapas.Trabajo Especial de Grado Universidad Autónoma de México, México DF



Figura 2.18 B equipo de fondo de HJAP Fuente: Fracturamiento Hidráulico Multietapas.Trabajo Especial de Grado Universidad Autónoma de México, México DF BLANCA A (2010)

- **Tubería Articulada**

En el proceso de fracturamiento hidráulico es necesario poder bajo control la presión en la explotación, para lograr esto se efectúa el reacondicionamiento hidráulico, en pozos con TR cementada con varias zonas fracturadas la metodología HPAP se une a la par con un método llamado puente tapón recuperable o con sus siglas en inglés RBP, con esto se puede fracturar varias etapas simultáneamente, el RBP se sitúa en una zona por infrayacente al intervalo que va a tratarse, esta herramienta involucra perforación hidrojet para luego bombear el fluido fracturante debajo del espacio anular, posteriormente el Puente-Tapón Recuperable es quitado y se usa en el siguiente intervalo para iniciar nuevamente el proceso de fracturamiento. Como este proceso usa una tubería articulada en vez de una flexible esto permite un fracturamiento más agresivo con el arenamientos inducidos y de esta manera alcanzar una conductividad en el entorno del pozo y así obtener un óptimo tratamiento. BLANCA (2010)

- ***Perf and Plug***

Esta técnica consta de 2 metodologías el *Bridge Plug* y el *Frac Plug*, los mismo se han aplicado en el fracturamiento, estas herramientas son diferentes materiales con baja cantidad de metales ferrosos y gomas lo cual hace mas rápida la perforación los tapones son perforados utilizando una barrera y después con tubería flexible o tubería articulada Blanca (2010).

- ***Bridge Plug***

Esta Herramienta esta diseñada para dar un aislamiento al área que se va a fracturar en el pozo la misma se puede aplicar con modelos estándar y los de Presión y

Temperatura altas su tamaño va desde 2 7/8" hasta 13 3/8" BLANCA (2010)

- ***Frac Plug***

Constituido de fibra de vidrio, cerámicas y cantidades bajas de metales ferrosos , esta herramienta esta diseñada para darle aislamiento a cada uno de los intervalos donde es aplicado el fracturamiento al igual que la herramienta anterior existen modelos estándar y modelos de presión y temperatura que van que van desde 3 ½" a 7" BLANCA (2010)



Figura 2.19 Ilustración del Perf & Plug, donde se utiliza un Bridge Plug para aislar las etapas que se van a fracturar y se perfora para crear las fracturas en las etapas deseadas. El número y tamaño de las perforaciones para cada etapa a menudo son limitados para asegurarse de que cada etapa reciba el fluido de tratamiento tomada de Fracturamiento Hidráulico Multietapas. BLANCA A (2010)

- ***Sliding-Sleeve***

Comprendido por un cemento soluble en ácido, un liner suspendido y un sistema de aislamiento de empacadores inflables, se ha implementado en función de proveer una intervención libre en el fracturamiento; esto permite poder cambiar a un modo mecánico, utilizando TF o tubería articulada. Esta técnica hace posible poder aislar, así como re- fracturar los intervalos en un mismo pozo, la técnica usa dos herramientas anteriormente desarrolladas, una camisa de fracturamiento y un empacador deslizable. Su diseño le permite viajar junto con la sarta de producción. Las camisas resisten condiciones de hasta 10,000 psi a 350°F. Las mimas tienen

puertos de comunicación entre el ID y el OD del casing, pudiéndose abrir o cerrar según sea necesario, ya sea por un procedimiento mecánico o hidráulico, o también con el uso de esferas selladoras que activan el mecanismo BLANCA (2010)

- **Empacadoras Inflables aislantes**

Este dispositivo esta basado en las propiedades del hule expuesto a hidrocarburos. El cual puede inflarse hasta un 200% de su volumen original, sellando el espacio anular entre la tubería para confinar la zona de interés. BLANCA (2010)



Imagen 2.20 Empacador Inflable. Fuente: Blanca A 2010 .Fracturamiento Hidráulico Multietapas.Trabajo Especial de Grado Universidad Autónoma de México, México DF

2.1.2 Análisis de Ciclo de Vida

El análisis del ciclo de vida (ACV) se basa en el enfoque de estudiar un procedimiento de inicio a fin para la evaluación de los sistemas industriales. Inicia con la recolección de las materias primas de la tierra para crear el producto y termina en el punto en el que todos los materiales ya cumplieron con su función el proceso y originan un resultado, evalúa todas las etapas de la vida de un producto desde el punto de vista en que cada fase del proceso es interdependientes, lo que significa que una sola operación lleva al siguiente paso. Este análisis permite la estimación de los impactos ambientales acumulativos de todas las etapas del ciclo de vida del producto, a menudo incluyendo impactos no considerados en los análisis más tradicionales por

ejemplo, la extracción de la materia prima, transporte de materiales, la disposición del producto final, etc. Con la inclusión de los impactos a lo largo del ciclo de vida del producto, ACV ofrece una visión completa de los aspectos ambientales del producto o proceso y una imagen más precisa de las verdaderas ventajas y desventajas ambientales de producto y proceso de selección.(Curran 1996).

Cuando se hace referencia a "ciclo de vida" se asocia a las actividades en el curso de la vida útil del producto desde su fabricación, uso y mantenimiento, para su disposición final, esto contempla la adquisición de la materia prima necesaria para la fabricación del producto. Para la elaboración del análisis de ciclo de vida es necesario realizar una serie de pasos que a continuación se describen:

- Compilación de un inventario de los insumos de energía y materiales pertinentes y las emisiones ambientales
- La evaluación de los potenciales impactos ambientales asociados con las entradas y liberaciones identificados
- Interpretación de los resultados para ayudar a quienes toman las decisiones a tomar una decisión más informada.

El proceso de análisis de ciclo de vida tiene enfoque sistemático, por etapas y consta de cuatro componentes: definición y alcance del objetivo, análisis de inventario, la evaluación de impacto, e interpretación, como se ilustra a continuación

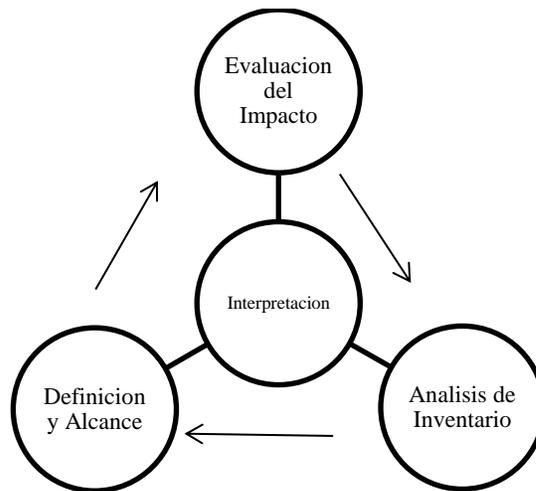


Figura 2.21 Análisis de Ciclo de Vida

Fase 1 Objetivo Definición y Alcance: el objetivo de esta etapa es definir y describir el producto, proceso o actividad. Establecer el contexto en el que la evaluación debe ser hecha e identificar los límites y efectos ambientales que se han revisado para la evaluación

Fase 2 Análisis de inventario: En esta fase se debe identificar y cuantificar la energía, el consumo de agua y de materiales y emisiones al ambiente por ejemplo, las emisiones al aire, eliminación de residuos sólidos, vertidos de aguas residuales.

Fase 3 Evaluación de Impacto: Esta parte tiene como objeto evaluar el potencial de efectos ecológicos de la energía, el agua, y el uso de materiales y las liberaciones ambientales identificados en el análisis de inventario.

Fase 4 Interpretación: En esta ultima etapa se busca evaluar los resultados del análisis de inventario y evaluación de impacto para seleccionar el producto, proceso o servicio menos perjudicial ambientalmente, esto partiendo de un claro entendimiento de las incertidumbre y los supuestos utilizados para generar la evaluación este paso abarca todos los procesos y emisiones al ambiente que comienzan con la extracción

de materias primas y la producción de energía utilizada para crear el producto a través del uso y disposición final.

El ACV ayuda a seleccionar el producto o proceso que resulte ser de menor impacto al ambiente. Esta información puede ser utilizada junto a otros factores, como los costos y el rendimiento del proceso para así seleccionar un producto o proceso. El ACV identifica la transferencia de impactos ambientales de un medio a otro por ejemplo, la eliminación de las emisiones de aire mediante la creación de un efluente de aguas residuales en un lugar o de una etapa del ciclo de vida a otra por ejemplo, del uso y reutilización del producto a la materia prima fase de adquisición. Si no se lleva a cabo un ACV, la transferencia no puede ser reconocida y apropiadamente y ser incluida en el análisis, ya que está fuera del alcance típico o el enfoque de los procesos de selección de productos.

Gracias a la aplicación de un ACV, se puede:

- Desarrollar una evaluación sistemática de las consecuencias ambientales asociadas a un producto determinado.
- Analizar las ventajas y desventajas ambientales asociados con uno específicas de los productos / procesos para ayudar a obtener los grupos de interés (estado, comunidad, etc.) la aceptación de una acción planeada.
- Cuantificar las emisiones ambientales al aire, el agua y la tierra en relación con cada etapa del ciclo de vida y / o proceso importante que contribuye.
- Ayudar a identificar cambios significativos en los impactos ambientales entre las etapas del ciclo de vida y los medios ambientales.
- Evaluar los efectos humanos y ecológicos de consumo de materiales y emisiones al medio ambiente de la comunidad local, la región y el mundo.
- Comparación de las repercusiones sanitarias y ecológicas entre dos o más productos / procesos rivales o identificar los impactos de un producto o proceso específico.

- Identificar los impactos a una o más áreas específicas ambientales de interés.

2.1.3 Indicadores Ambientales

Hay muchas definiciones para describir lo que es un indicador ambiental, siendo una de las más acertadas la planteada por Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos (OCDE) que considera que:

“un indicador es un parámetro, o valor derivado de otros parámetros, dirigido a proveer información y describir el estado de un fenómeno con un significado añadido mayor que el directamente asociado a su propio valor. A su vez, este organismo define el concepto de índice como un conjunto agregado o ponderado de parámetros o indicadores”

Es por esto que un indicador ambiental es un instrumento que parte de la síntesis de la información de variables ambientales y busca evidenciar el estado del ambiente, o de algún aspecto de él, en un tiempo y en un espacio determinados, es por esto que es considerada una herramienta preponderante en los procesos de evaluación y de toma de decisiones políticas sobre los problemas ambientales. Un indicador ambiental debe cumplir una serie de características según la Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental del Ministerio de Medio Ambiente de España:

- Ser científicamente válido, estar basado en un buen conocimiento del sistema descrito.
- Ser representativo del conjunto.
- Ser sensible a los cambios que se produzcan en medio o en las actividades humanas relacionadas con él.
- Estar basado en datos fiables y de buena calidad.
- Ofrecer información relevante para el usuario, además de simple y clara para facilitar la comprensión de la misma por parte del usuario no especializado.
- Ser predictivo, de manera que pueda alertar sobre una evolución negativa.

- Ser comparable.
- Presentar un buen equilibrio coste-efectividad

Los indicadores deben presentar una serie de funciones específicas para de esta manera poder ser instrumentos confiables a la hora de realizar estudios en el área ambiental, entre las cuales vale la pena destacar:

- Suministrar información necesaria sobre los problemas ambientales.
- Ayudar al desarrollo de políticas y establecimiento de prioridades, identificando los factores clave de presión sobre el ambiente.
- Contribuir al seguimiento de las políticas de respuesta y especialmente sobre las de integración.
- Servir como herramienta para la difusión de información, a los responsables políticos, expertos o científicos y público general.

Los indicadores deben ajustarse a una serie de criterios para poder cumplir las funciones antes descritas, estos criterios pretenden establecer que los indicadores sean de fácil comprensión y acceso a las personas no especialistas en la materia. También se busca que cada indicador sea una expresión del estado y la tendencia generalizada al contexto en el que se aplica, esto para que el conjunto de indicadores definidos sea adaptado a la realidad ambiental a la que se refiere.

Existen diversos esquemas de indicadores, para este trabajo se usará el modelo Presión Estado Respuesta o PER por sus siglas. Este esquema es planteado por la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico OCDE, el mismo establece que toda actividad humana tiene una presión sobre el entorno y los recursos naturales, produciendo desequilibrios en mayor o menor medida a su estado inicial, esto hace que se logre identificar las variaciones y así poder implementar las políticas ambientales correctas que tratarían de mitigar los efectos negativos al ambiente, estas medidas tienen que corregir los factores contaminantes.



Figura 2.23 Fase de la Ingeniería de Proyectos y los responsables de cada fase

Fuente: Mascaro C.2015 Introducción a los Proyectos de Ingeniería. Presentación HIM Proyectos y Consultorías

Vale acotar que el Presente Trabajo Especial de Grado solo abarcará lo referente a la Ingeniería Conceptual del Procedimiento de Fracturamiento Hidráulico

Esta metodología parte de estudios previos de viabilidad y de la definición de los requerimientos del proyecto.

Los principales conceptos a analizar y estudiar en esta fase según el grupo Balperin son:

- Productos y capacidad de producción.
- Normativa y regulación.
- Descripción del proceso de fabricación y requerimientos de usuario.
- Descripción general de instalación.
- Plan, diagramas de bloques, distribución de salas, planos de flujos de materiales y personas, planos de áreas clasificadas, diagramas de procesos básicos.
- Estimación de requerimientos de servicios auxiliares.
- Lista de equipos preliminar.
-

Fuente: <http://www.balperin.com.mx/ingenieria-conceptual-en-mexico.shtml>

Para poder desarrollar la visualización es necesario desarrollar los siguientes aspectos:

- Memoria Descriptiva
- Arreglo general
- Diagramas de Flujo de Procesos (PFD)
- Estudios técnicos básicos (estudios ambientales, estudios de riesgos).

La Ingeniería Conceptual debe desarrollarse por fases siendo la primera de ellas la visualización en la cual se originan los proyectos e ideas precursoras de los mismos, estas premisas son productos de los análisis del ambiente interno o externo del proyecto a través de la metodología F.O.D.A (Fortalezas, Oportunidades, Debilidades, Amenazas) que se realizan durante la planificación inicial. posterior a esta fase continua la conceptualización la cual trata sobre la selección de la mejor opción en pro del desarrollo de un sistema óptimo todo esto para lograr reducir las incertidumbre y cuantificar los riesgos asociados y de esta forma determinar el esperado para la opción seleccionada

2.2 Marco Legal

Venezuela en la actualidad no posee una legislación específica que regule la actividad económica relacionada a la explotación de yacimientos no convencionales sobre: sus componentes, aditamentos y sustancias empleadas en dicho proceso, ahora bien la legislación ambiental venezolana tiene una serie de apartados que pueden ser referencia a la hora de realizar actividades relacionadas con la aplicación del fracturamiento hidráulico de lutitas y que a continuación se nombran

2.2.1 Constitución Nacional (1999)

Art. 127, 128 y 129

Establece un capítulo especialmente dedicado a los derechos ambientales, Supera con visión sistemática o de totalidad, la concepción de la denominación del término conservación clásica, que sólo procuraba la protección de los recursos naturales. Actualmente la protección ambiental tiene por objeto garantizar un desarrollo ecológico, social y económicamente sustentable, y que el uso de los recursos por parte de las presentes generaciones, no comprometa, el patrimonio de las futuras. Generaciones. CRBV (1999)

2.2.2 Ley Orgánica del Ambiente

Establece los lineamientos para la acción del Estado destinada a la protección jurídica de los bienes considerados como valores ambientales esenciales a la existencia y desarrollo de la población. LOA (2006)

Se desarrolla en tres (3) áreas:

- Planificación ambiental
- Establece los ilícitos ambientales y sus sanciones
- Crea los organismos que a nivel nacional han de velar por la conservación del ambiente .

2.2.3 Ley Forestal de Suelos y Aguas (1966)

Ley forestal de Suelos y Aguas

Se declara de utilidad pública:

- La protección de las cuencas hidrográficas.
- Las corrientes y caídas de aguas que pudieran generar fuerza hidráulica.
- Los parques nacionales, los monumentos naturales, las zonas protectoras, las reservas de regiones vírgenes y las reservas forestales.

- Se declara de interés público:
 - El manejo racional de los recursos declarados de utilidad pública.
 - La conservación, fomento y utilización racional de los bosques y de los suelos.
 - La introducción y propagación de especies forestales no nativas.
 - La prevención, control y extinción de incendios forestales.
 - La repoblación forestal.
 - La realización del inventario forestal nacional.
- LFSyA(1966)

2.2.4 Ley sobre sustancias, materiales y desechos peligrosos (2001).

Esta legislación tiene como objetivos:

- Desarrollar y utilizar tecnologías limpias que minimicen su uso
 - Aprovechar los materiales peligrosos recuperables
 - Disponer de planes de emergencia y contingencia
 - Disponer de recursos para la prevención y el control de accidentes así como la recuperación de los daños
 - Constituir garantías y asumir costos de daños ocasionados
 - Permitir la inspección y control de los organismos oficiales
 - Informar a las comunidades sobre naturaleza y riesgos asociados
 - Manejarlos de acuerdo con la reglamentación técnica
- LSMDP(2001)

2.2.5 Decretos en materia Ambiental

En la legislación actual Venezolana se han realizado una serie de decretos que tienen como objeto establecer los procedimientos conforme a los cuales se realizará la evaluación ambiental de actividades susceptibles de degradar el ambiente, previa a la realización de las actividades industriales y comerciales capaces de degradar el ambiente

Decreto 1.257: Normas sobre Evaluación Ambiental de actividades susceptibles de degradar al ambiente (1996)

Decreto 2048: Normas para la Ubicación de Construcción, Protección Operación y Mantenimiento de Pozos Perforados Destinados al Abastecimiento de Agua Potable.(1997)

Decreto 883: Normas de vertidos o efluentes líquidos (1995)

Decreto 638: Normas sobre Calidad del Aire y Control de la Contaminación Atmosférica (1995)

Decreto 2.217: Normas sobre el control de la contaminación por ruido (1992)

Decreto 2635: Normas para el control de la recuperación de materiales peligrosos y el manejo de los desechos peligrosos (1998)

Decreto 2.212: Normas sobre Movimientos de Tierra y Conservación Ambiental

Decreto 2226: Normas para apertura de picas y vías de acceso

Decreto 2.220: Normas para regular las actividades capaces de provocar cambios de flujo, obstrucción de cauces y problemas de sedimentación

2.2.6 Decreto 883 Normas de vertidos o efluentes líquidos (1995)

Este decreto tiene como objetivo dictaminar normativas que vayan en pro del conservamiento y mejora de la calidad de los cuerpos de agua a través del control de los vertidos de efluentes líquidos, dichas normativas tienen como fin la reducción o prevención que puedan ocasionar los efluentes, también se busca el mejoramiento de la calidad del efluente, la implementación de tecnologías más amigables con el ambiente, por su parte establece los límites máximos de elementos contaminantes en los vertidos y de igual manera las prácticas de reciclaje y reuso de los líquidos usados en las actividades. DECRETO 883 (1995)

Capitulo III

Marco Metodológico

En este capítulo se procedera a describir los metodos aplicados para la elaboracion del presente trabajo especial de grado pasando por consultas bibliograficas, descripcion de dispositivos y elaboracion de graficos.

3.1 Ingenieria de Proyectos: Fase Visualización

Se realizó una descripción del sistema operacional, para luego implementar la metodología de análisis de ciclo de vida donde se definió los aspectos ambientales y los potenciales impactos a lo largo del proceso de fracturamiento hidráulico de lutitas.

En esta primera fase fue necesario realizar la visualización de los componentes del proceso, luego procedió a describir las partes mas resaltantes con sus características se realizando un diagramas de procesos, se uso para realizar esta parte es la tabla 3.1

Tabla 3.1 Fase de Visualización

	Memoria Descriptiva	Plano	Diagrama de Procesos
Productos	Se describieron los componentes mas relevantes de la técnica	Se presento mediante un plano la distribución de equipos	Se Identifico cada fase y se plasmo mediante un diagrama de proceso

3.2 Fase del Análisis de Ciclo de Vida

Posterior a la realización de la Ingeniería conceptual se aplico la metodología del análisis de ciclo de vida, la misma se utilizo para contrastar los impactos potenciales en diferentes partes del proceso que reflejen los efectos adversos inherentes al fracturamiento, se considera los

impactos potenciales asociados con el suministro a lo largo de la instalación, funcionamiento y cierre del sistema. El esquema que explica a plenitud las fases a seguir para la realización del análisis de ciclo de vida es el siguiente

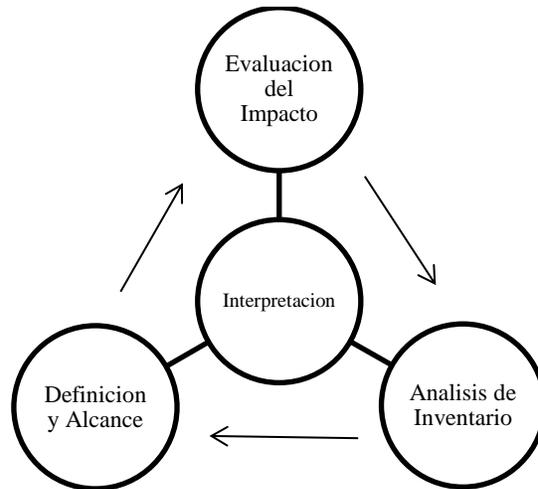


Figura 3.1 esquema de analisis de ciclo de vida

La primera etapa del analisis de clico de vida es la de definicion de alcance y objetivo, la misma incluye la informacion tecnica del proceso y el modo en que los resultados se presentan en este trabajo especial de grado sera en forma de una tabla de entradas y salidas donde en cada etapa de Instalacion. Operación y Desmantelamiento del fracturamiento hidraulico se cuantifico el desempeño del sistema.

Posterior a la definicion de alcance y objetivo, se paso a la fase de Analisis de Inventario, esta es una fase de recolección y gestión de los datos del proceso. Fue necesario informacion de cada etapa del sistema para poder realizar el analisis. Los datos adquiridos son una conjunción de entradas y salidas relacionadas con el proceso de fracturamiento hidraulico. El instrumento utilizado para el procesamiento de la informacion es la tabla 3.2 que fue diseñada para evaluar la materia en cada fase de la operacion.

Tabla 3.2 Entradas y Salidas del Sistema

Etapa	Implementación (Localización)	Operación (Fracturamiento y Producción)	Desmantelamiento
Entradas			
Salidas			

Una vez realizado el inventario, se procedió a hacer la fase de Evaluación del Impacto, en la misma se evaluó los aspectos potenciales de los impactos con el basamento de los resultados del inventario. En esta etapa está contenido los siguientes elementos obligatorios: selección de las categorías de impacto, los indicadores de categoría y los modelos de caracterización de las categorías de impacto seleccionadas; y medición del impacto (caracterización).

La interpretación del ciclo de vida del proceso de fracturamiento hidráulico es una fase que va intrínseca a las expuestas anteriormente y que la misma se desarrolló en función de identificar, cuantificar, comprobar y evaluar la información de los resultados del inventario y/o de la evaluación de impacto. Esta fase incluyó los siguientes elementos

- Identificación de los asuntos significativos basados en los resultados del inventario y la evaluación de impactos
- Una evaluación del estudio que considere su integridad, sensibilidad y coherencia; conclusiones, limitaciones y recomendaciones.

3.3 Fase de la Creacion de Indicadores Ambientales

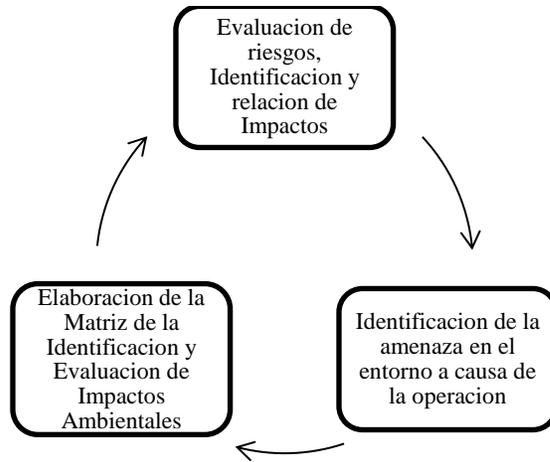


Figura 3.2 creación de indicadores ambientales

En esta parte se maneja la metodología de una Matriz PER la cual se basa en indicadores ambientales de Presión, Estado y Respuesta de las variables del proceso se definieron una serie de indicadores los cuales buscan suministrar información ambiental sobre cada una de las fases del procedimiento de fracturamiento hidráulico, para ello fue usado el instrumento metodológico que a continuación se presenta la tabla 3.3

Tabla 3.3 Indicadores Ambientales

Indicadores	Presión	Estado	Respuesta
Indicadores descriptivos			
Indicadores de desempeño			
Indicadores de eficiencia			
Indicadores de bienestar total			

En este instrumento busca suministrar la mayor cantidad de informacion posible sobre los impactos ambientales asociado al fracturamiento hidraulico, en base a esto se elaboraro el documento guia para evaluacion de la ejecucion del proceso

3.4 Fase de Proposición de medidas ambientales por la aplicación de la técnica del fracturamiento hidráulico de lutitas.

En esta fase con base a los indicadores ambientales propuestos se proponen una serie de medidas de carácter preventivo para poder evitar dismunir el riesgo de impacto ocasionado por el proceso .

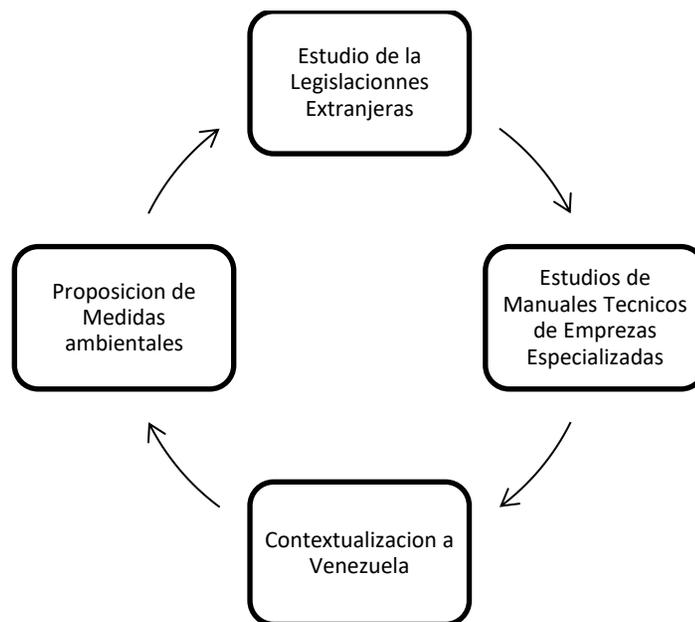


Figura 3.3 Generacion de un Documunto Guia

Las medidas ambientales postuladas tienen como fundamento las experiencias anteriores de otros países que implementaron el fracturamiento hidraulico de lutitas, para de esta manera poder prevenir, disminuir y mitigar los posibles efectos asociados al procedimiento de fracturamiento hidraulico de lutitas

3.5 Fase de generación de un documento guía para la ejecución de la evaluación del impacto ambiental en proyectos de fracturamiento hidráulico de lutitas en Venezuela

En esta fase del presente trabajo especial de grado se proponen una serie de directrices para poder elaborar un procedimiento de fracturamiento hidráulico de lutitas que sea consono con los parámetros ambientales, partiendo del análisis de las afecciones ambientales y de las recomendaciones técnicas de otros países

Capítulo IV

RESULTADOS

4.1 Etapa de visualización

Para la realización del procedimiento del Fracturamiento Hidráulico de Lutitas se inicia de los estudios previos de la mecánica de rocas, el cual no es tema a ser tratado en el siguiente trabajo especial de grado, se partió del hecho de que los estudios antes mencionados arrojaron una serie de parámetros idóneos para la aplicación de la técnica una vez aclarado dicho punto se procedió a realizar la visualización del proyecto mediante un diagrama de procesos y un plano los cuales están anexo a esta página

Lo primero que hay que tener en consideración es la distribución y diseño del área superficial del pozo, ya que se necesita del ensamblaje de una serie de artefactos tecnológicos, y el simple hecho de la adecuación del terreno para su uso generará un impacto ambiental ya que se está modificando una zona determinada.



Figura 4.1 Vista en perspectiva de un pozo de Fracturamiento Hidráulico de Lutitas. Elaborado por Gamero.O 2016

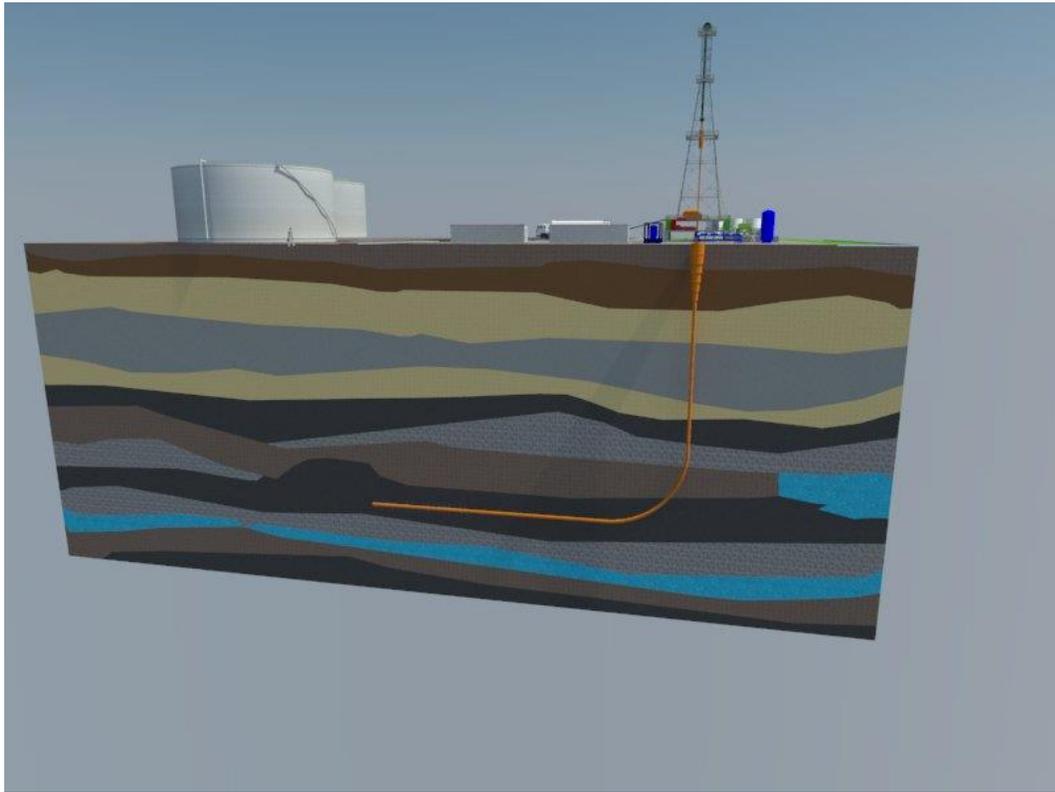


Figura 4.2 Vista de un pozo de Fracturamiento Hidraulico de Lutita Elaborado por Gamero O 2016

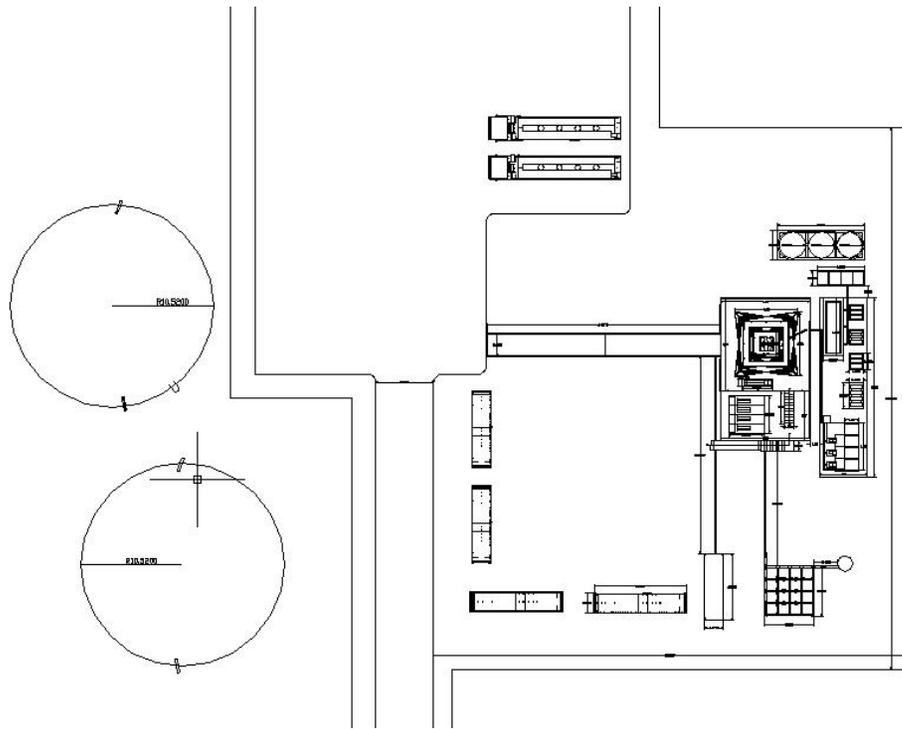


Figura 4.3 Plano de un Pozo Productor del Fracturamiento Hidraulico de Lutita Elaborado por Gamero O 2016

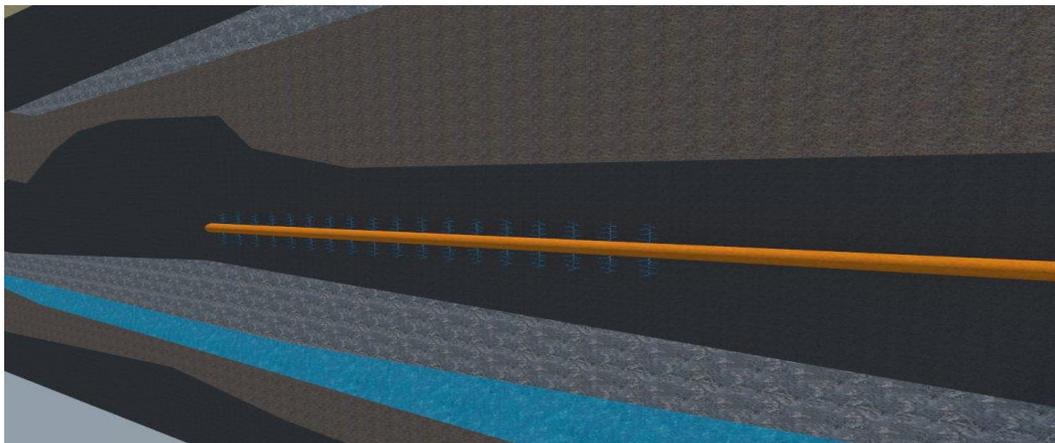


Figura 4.4 proceso de Fracturamiento Hidraulico Elaborado por Gamero O 2016

4.1.1 Adecuacion del Terreno

Para la realizacion de este tipo de proyecto es necesario un radio de accion de 1500m y una separacion entre pozos productores de 3000m, asi lo sugiere la Secretaria de

Mecio Ambiente y Recursos Naturales de Mexico (SEMARNAT) en base a la experiencia de la explotacion de yacimientos no convencionales en dicho país.

El primer paso a seguir es la adecuacion de una carretera de tierra y el aplanado del terreno donde se localizara el pozo para esto se usara una **Compactadora Caterpillar CP 563C**.

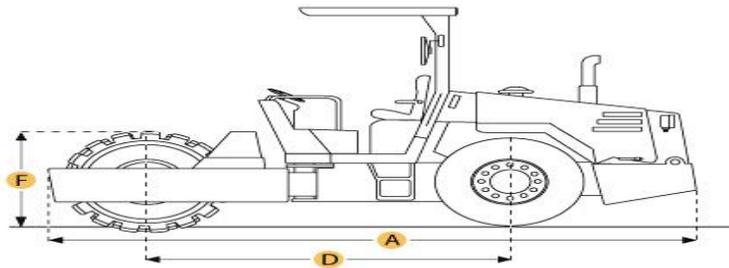


Figura 4.5 vista lateral de una Compactadora Caterpillar modelo CP 563C fuente: RitchieSpecs 2016

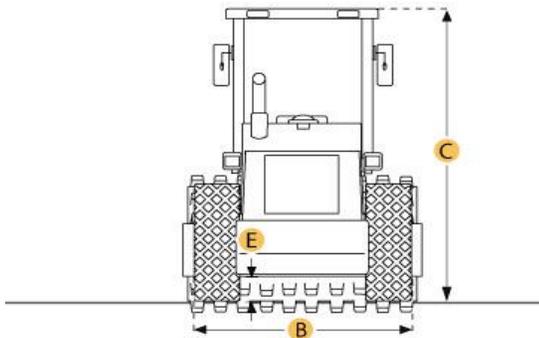


Figura 4.6 Vista frontal de una aplanadora captepillar modelo CP 563 C fuente: RitchieSpecs 2016

Tabla 4.1 especificaciones técnicas de aplanadora captepillar modelo CP 563 C

Dimensiones		
B. Ancho de Neumáticos	2316,5mm	
C. Altura total del Cab	3100 mm	
D. Distancia entre ejes	2,740 mm	
E. Despeja Escombros	483mm	
Tambor		
F. Diámetro del Tambor	1549mm	
Motor		
Modelo 3116T		
Máxima Potencia	145 CV	108.1 kw
El desplazamiento	6.6 L	

Tabla 4.1 especificaciones técnicas de aplanadora captepillar modelo CP 563 C (Continuación)

Peso Operativo	11670 kg
Capacidad de Combustible	220 L
Capacidad de Aceite del Motor	20 L
Capacidad del Sistema Hidráulico	110 L
Máxima Velocidad	12,8 km/h
Llantas	23.1 x 26 – 8ply
Tambor	
Ancho del Tambor	2130mm
Diámetro del Tambor	1549mm
Frecuencia de Vibración	30 Hz
Fuerza Centrifuga Alta	235,8 Kn
Fuerza Centrifuga Baja	132,1 Kn
Dimensiones	
Longitud total W/Hoja	5258 mm
Ancho de las llantas	2316.5 mm
Altura total del CAB	3100 mm
Distancia entre ejes	2740 mm
Separación de Tierra	483 mm

En esta parte del proceso se enfoca sencillamente en la nivelación del terreno para la construcción de las instalaciones del pozo.

4.1.2 Maquinaria de Transporte de Carga Pesada y de Fluidos

Una vez nivelado el terreno se procederá a usar camiones de transporte para el traslado de la maquinaria y demás implementos. Dicho transporte usa camiones de carga dependiendo del modelo podrán ser cisternas donde será llevado el líquido para la fractura y demás líquidos de perforación o camiones de carga pesada a continuación algunas especificaciones técnicas de dichos camiones:

Camión de carga modelo volvo VM 6x4 R este modelo se usa para el transporte de los materiales usado en la construcción del pozo

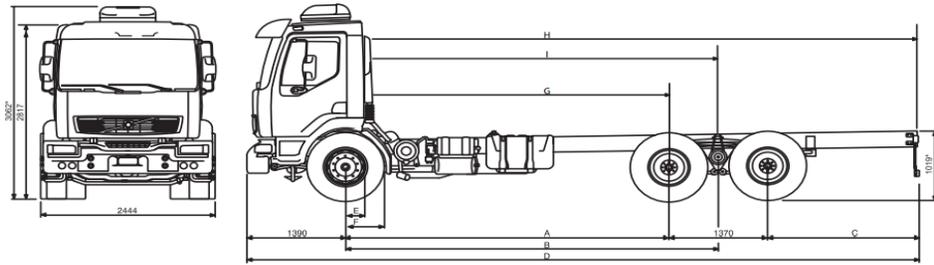


Figura 4.7 Vista frontal y lateral de un camión volvo VM 6X4R

Tomado de Volvo Truck 2014

A continuación se presentan las especificaciones técnicas de dicho camión sus dimensiones capacidad de carga tipo de motor etc.

Tabla 4.2 Especificaciones Técnicas de un camión marca Volvo VM 6X4R

A -Dist. e/ejes	3650 mm	4550 mm	4800 mm	5150 mm
B -Dist. e/ejes teórica	4335 mm	5235 mm	5485 mm	5835 mm
C -Voladizo trasero	1125 mm	2125 mm	2225 mm	2425 mm
E - Dist. Del eje del. final de la cabina	273 mm	273 mm	273 mm	273 mm
F - Dist. Del eje del./carrocería	503 mm	503 mm	503 mm	503 mm
G (A-F) - Dist. fin carroc. y 1er. eje tras	3147 mm	4047 mm	4297 mm	4647 mm
H - Plataforma de carga (1)	5642 mm	7542 mm	7892 mm	8442 mm

A parte de los camiones de carga pesada tipo camión en la instalación, también es necesario camiones que trasladen los fluidos a usar y los que queden remanentes a lo largo del todo el proceso de fracturamiento, para este caso de transporte de fluido es común usar los camiones tipo **Vacuum** los cuales cuentan con un amplio sistema especializado y la medidas de seguridad necesarias para dicha función

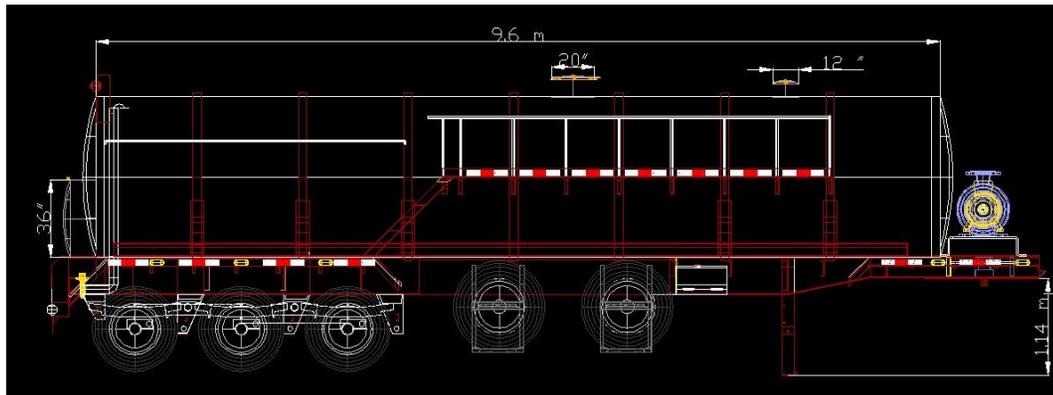


Figura 4.8 Vista lateral de un camión de servicio tipo Vacuum para traslado de líquidos

Fuente: Carrocerías Jr. Cortez 2016

Este camión de carga modelo Vacuum presenta las siguientes especificaciones técnicas

Tabla 4.3 Especificaciones Técnicas del Camión Modelo Vacuum

1 Boca de visita superiores en 20"	Usada para la inspección y limpieza. Cumpliendo con la norma 2219 API de operación segura de los camiones de vacío en el servicio petrolero
1 Boca de visita posterior de 36"	
Motor diesel de 4 cilindros	Conjunto de motores compresor estas partes van acopladas con una junta flexible
Bomba de vacío de Vanes de 700 m ³ /hr.	
Manguera de succión grado API de 4"	Incluye los conectores rápidos. Mangueras: Exigidas por API.
Válvula primaria de 4"	Sistema de control de flujo y de válvulas usadas en el camión Trucks modelo Vacuum
Válvula secundaria ciclón	
Recolector de aceite de 4"	
Válvula de sobre presión y sobre depresión	
Válvulas de carga y descarga de 4" tipo compuertas	
Flotante para nivel del tanque	
4 visores Pírex desmontables.	

4.1.3 Equipos para la construcción del pozo

Ya teniendo a disposición los Camiones de carga y el terreno nivelado se procederá con la construcción del pozo, se debe instalar una serie de tanques de almacenamiento

y de tuberías de acero, que irán conectadas a la torre de perforación, comúnmente se usan tanques atmosférico y tuberías de acero, el terreno debe ser aislado en el lugar que se dispondrá para la colocación de los tanques atmosféricos. A continuación se da las especificaciones técnicas de dichos componentes.

- **Tanques de almacenamiento**

Son Estructuras de acero especialmente diseñadas para contener o procesar fluidos que generalmente se encuentran bajo presión atmosférica o presiones internas bajas, el líquido contenido en el tanque será expedido por tuberías hacia tanques próximos o hacia camiones cisternas las dimensiones de esta estructura va a variar dependiendo al diseño que se necesite en el pozo aquí se muestra un ejemplo de las relaciones de alturas y diámetros de algunos tanques

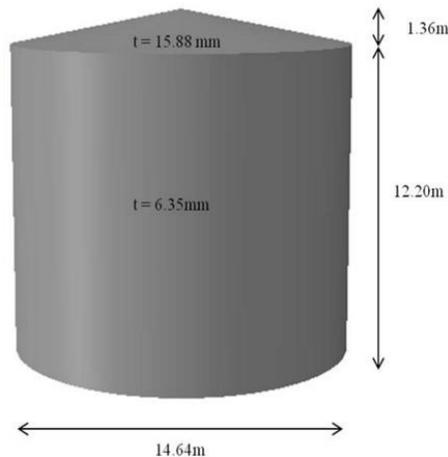


Figura 4.9 Relación de tanques de almacenamiento fuente: Bautista J 2016

Los diámetros de los diferentes tanques varían entre 10 m y 20 m y sus alturas variaban entre unos 5 m a 20 m.

Tabla 4.4 Equipos internos de un tanque de almacenamiento

Instrumentos Internos de un Tanque de almacenamientos	techos flotantes con cierre hermético y flexible
	Conjunto de sensores de temperatura
	Conjunto de Sensores de llenado
	Ventiladores de Sección Triangular

- **Tubería Flexible**

Son una serie de tuberías conectadas de diámetros variados, que tiene como función interconectar un conjunto de equipamiento en superficie. Estas tuberías se asocian a trabajos de perforación, reparación, y completación y reacondicionamiento del hoyo de perforación, el diseño de las mismas contempla materiales como Acero y Carbón lo que le da características de ser flexibles, inoxidable y termoresistentes en algunos casos

Tabla 4.5 Especificaciones Técnicas y Variedades en tuberías

Grados	Diámetros	Paredes
HS-70™	Diámetro externo: 1" a 5"	0,080" a 0,300"
HS-80™		
HS-90™		
HS-110™		

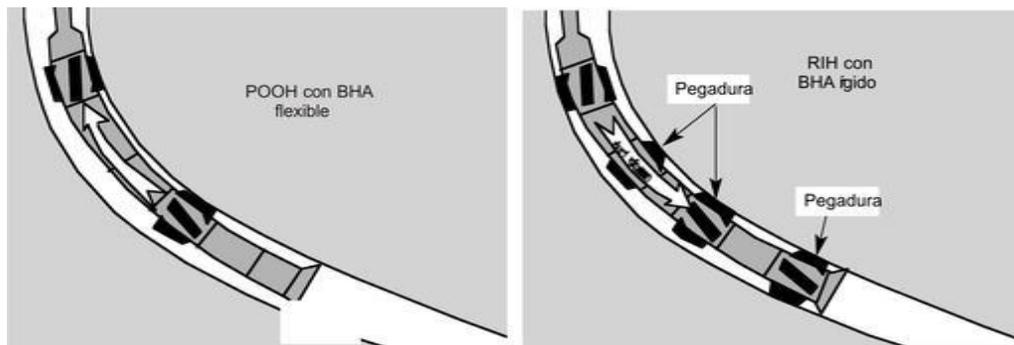


Figura 4.10 Tuberías flexibles usadas en la industria modelo BHA

Fuente Méndez J 2016

- **Bomba Reciprocante**

Es un equipo utilizado para proporcionar energía al fluido fracturante, su forma de funcionar es relativamente sencilla es dependiente del llenado y vaciado de manera sucesiva de los receptáculos de volumen fijo es decir, cierta cantidad de agua es obligada a ingresar al interior de la bomba donde es capturada por un breve periodo de tiempo y posteriormente es empujada a salir por la tubería de descarga. Este tipo de bombas aplica presiones de 50000 lb/pulg² (345 MPa) y una potencia de 15 a 100 hp (11 a 75 kW) puede presentar fugas de aceite si no se plantea un plan de mantenimiento adecuado.

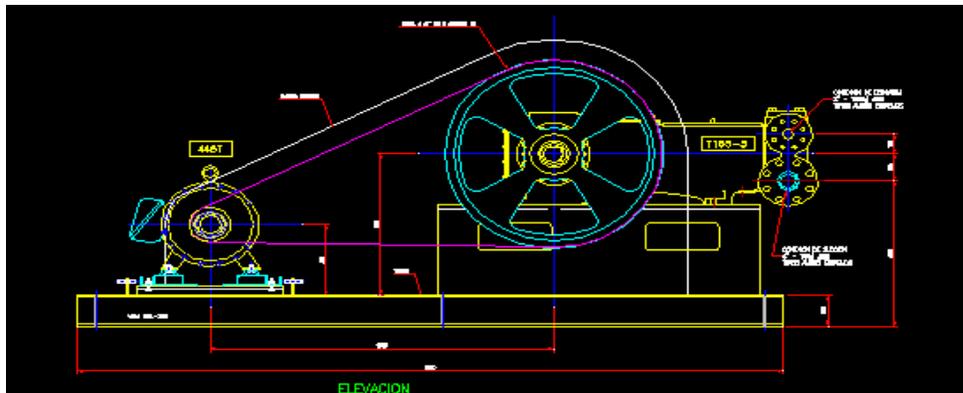


Figura 4.11 Vista de perfil de una Bomba Reciprocante modelo Lufkin

Fuente Pinto J 2016

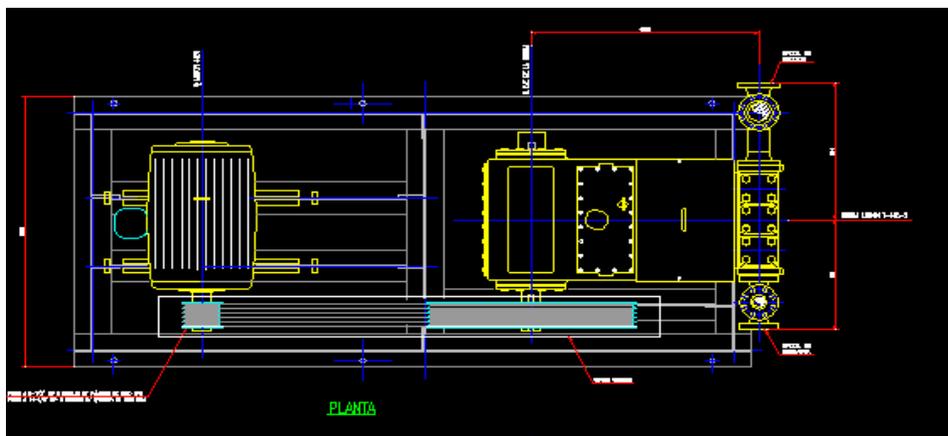


Figura 4.12 Vista de planta de una bomba Reciprocante modelo Lufkin

Fuente Pinto J 2016

- **Blender**

Es un equipo usado para el manejo de los fluidos y su mezclado antes de ser bombeados al pozo, estos equipos se encargan de extraer el fluido de los tanques de almacenaje. También tiene como función mezclar la cantidad adecuada de apuntalante con el fluido y enviar el fluido cargado con apuntalante a las succiones de los equipos de bombeo a baja presión. Posee un sistema de entrega de 24.000 libras / min (10.886 kg / min) y una capacidad 11 bbl (1.749 litros) volumen total 7 bbl (1.113 litros) de capacidad de mezcla

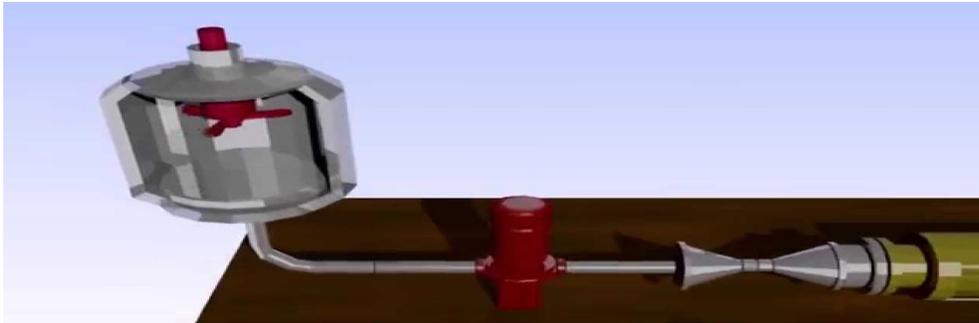


Figura 4.13 Animación 3D de un Blender Mezclador

Fuente Zabala O 2016

- **Manifolds**

Son un conjunto de válvulas y tuberías conectadas entre si que son usadas para funciones de succión (que esta incorporado al tanque de fracturamiento) y descarga, en el primer caso los tanques de fractura poseen un mínimo de cuatro conexiones de 4" y una válvula mariposa de 12" entre el tanque y las conexiones." En el caso de descargas la unidad se interconecta con acoplamientos y consta de 4 componentes principales: el manifold del blender, la tubería de conexión, el manifold de succión de la bomba y el de descarga de la bomba. Este último posee un cabezal de descarga

al blender principal, al cual se pueden conectar hasta ocho mangueras para descargar. Todo dentro de un circuito cerrado de fluidos.

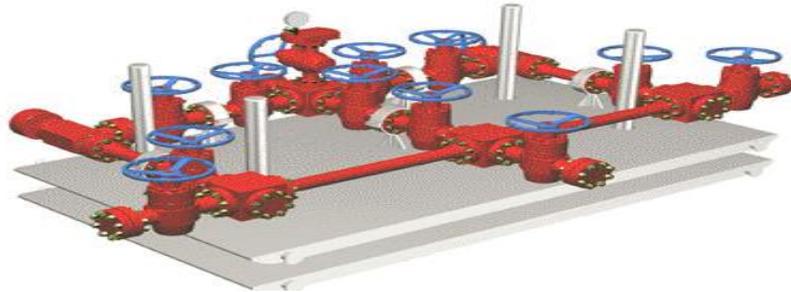


Figura 4.14 Esquema de Manifolds usado en la industria Fuente Sapwell global 2016

- **Cabezal de Fractura**

Tiene como función conectar al pozo con el equipo de fractura y regular la entrada y salidas de los líquidos de la operación.

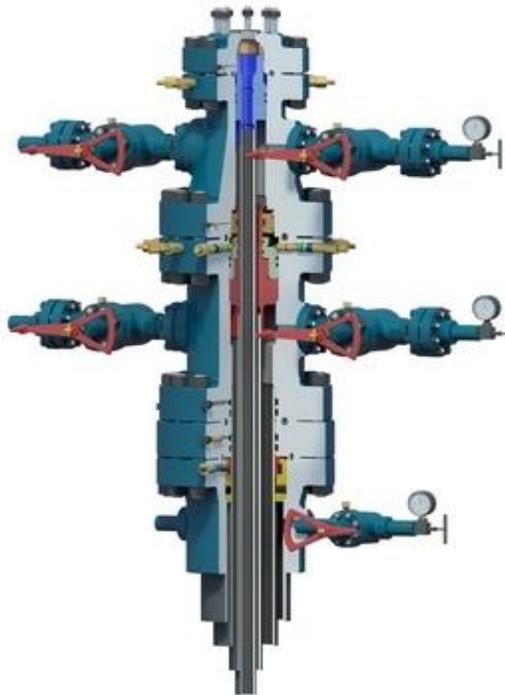


Figura 4.15 Cabezal Usado para el Fracturamiento Hidráulico Fuente: Sapwell global 2016

Estos equipos son los usados en la superficie, al momento de realizar la perforación se necesita otra serie de implementos inherentes al proceso de cementación del pozo

- **Revestidores**

Es un conjunto de tuberías usadas para aislar y mantener la integridad del pozo, evitar que el pozo colapse producto de la erosión que genera el proceso de perforación existen diferentes tipos de Revestidores que se utilizan en una parte específica de la construcción del pozo entre lo cuales se nombran en la figura 4.16

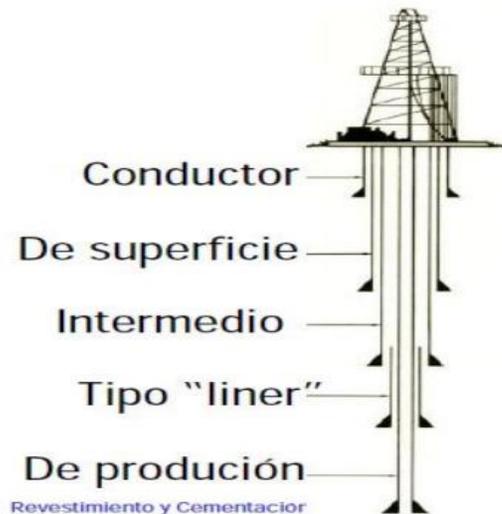


Figura 4.16 esquema de Revestidores usados en la construcción de pozos
Tomado de la Presentación de "Revestimiento y Cementación de pozos" autor Ing. Mario Arrieta 2015

- **Fluido de Inyección**

Este fluido es el que es inyectado a altas presiones para generar una fractura en la formación y poder inducir una permeabilidad en la capa objetivo para de esta manera se realice la migración del Hidrocarburo el mismo contiene apuntalante que son

arenas que generan que lo poros no se cierren y químicos surfactantes que son los que habilitan el flujo de hidrocarburos.

Tabla 2.2 Composición del fluido Fracturante

Tipo de sustancia	Función en la industria	Concentración en el fluido de fractura	Características
Hipoclorito de sodio (lavandina)	Acondicionamiento del agua, control microbiano	0,01% a 0,02%	Corrosivo
Glutaraldehído	Control microbiano	0.01%	Toxico
Hidróxido de sodio (soda cáustica)	Ajuste de pH para el fluido de fractura	0,04% a 0,08%	Corrosiva
Ácido clorhídrico (ácido muriático) (33%)	Disolver carbonatos, bajar el pH	0.33%	Corrosivo
Carbonato de sodio (natrón)	Ajuste de pH para el fluido de fractura	0,0% a 0,025% (Muy raramente utilizado)	Corrosiva
Bicarbonato de sodio	Ajuste de pH para el fluido de fractura	0,0% a 0,006% (Muy raramente utilizado)	Irritante
Ácido acético (vinagre)	Estabilizador de hierro para la mezcla de ácido clorhídrico	0,003%	Inflamable
Cloruro de potasio (Continuación de la tabla 2.2)	Control de la expansión de arcillas	0,0% a 0,91%	Irritante
Goma guar	Gelificante (polímero)	0,0% a 0,25%	No aplica
Sales de Borato / ácido bórico	Para reticular el fluido de fractura	0,0% a 0,001%	Irritante
Enzima hemi celulósica	Ruptor de gel. Rompe las cadenas poliméricas.	0,0% a 0,0005%	No aplica
Enzimas	Ruptor de gel. Rompe las cadenas poliméricas.	0,0% a 0,0005%	No aplica
Surfactantes	Tensioactivos: Para reducir las tensiones superficiales y interfaciales	0,02%	Irritante
Sílica (arena)	Agente de sostén	4,0% a 6,0%	No aplica
Resina acrílica	Agente de sostén (recubrimiento de granos de agente de sostén)	0,0% a 0,002% (no se usa siempre)	No Aplica

4.2 Análisis de Ciclo de Vida

El fracturamiento hidráulico de lutitas ha sido una técnica implementada en varios países del mundo en algunos esta técnica ha ocasionado numerosos impactos ambientales a través de su implementación se procederá a elaborar un Análisis de ciclo de vida del proceso

4.2.1 Definición y alcance del Objetivo

El principal propósito del análisis de ciclo de vida del proceso de Fracturamiento Hidráulico de Lutitas es identificar los elementos peligrosos que ocasionen daños al ambiente, ya que la misma ha generado grandes pérdidas desde el punto de vista ambiental, se han identificado los daños ambientales asociados y se propusieron una serie de indicadores que permitirá hacer un seguimiento al desempeño de la operación y de igual forma identificar oportunamente el riesgos de los impactos al ambiente

4.2.2 Análisis de Inventario

En base a la información bibliográfica recolectada se sintetizó cuáles eran los componentes más resaltantes a usar en el fracturamiento hidráulico de lutitas, basado en su relevancia a la hora de la instalación, producción y desmantelamiento del pozo productor. Para este fin se utilizó una tabla de entradas y salidas la cuales tienen como propósito simplificar cada parte del proceso y de esta manera sea de fácil entendimiento

Tabla 3.2 Entradas y Salidas del Sistema

Etapa	Implementación (Localización)	Operación (Fracturamiento y Producción)	Desmantelamiento y Restauración
Entradas	<p>Materiales:</p> <ul style="list-style-type: none"> Gasolina, Gasoil, aceites lubricantes, aceites de motor <p>Equipos</p> <ul style="list-style-type: none"> Caterpillar CP 563C. Camión de carga modelo volvo VM 6x4 R <p>Energía:</p> <ul style="list-style-type: none"> Mecánica, producida por la acción de la maquinaria esta genera los movimientos de tierras y vegetación generada por la combustión de la gasolina o gasoil con emisiones de CO₂ 	<p>Materiales</p> <ul style="list-style-type: none"> 18.000 a 30.000 m³ de agua por pozo perforado Fluido de perforación compuesto por 90% de agua, 9,5% de apuntalante 0,5% de aditivos químicos (para mas detalles en la tabla 2.2) 2 a 10 t de Arena cuarzo grano redondo Lodo de Producción <p>Equipos</p> <ul style="list-style-type: none"> Camión Vacuum Bomba Reciprocicante Tanques de almacenamiento Tubería Flexible Blenders Manifolds <p>Energía</p> <ul style="list-style-type: none"> Mecánica Producida por las Maquinarias que inyectan presión al sistema Hidráulica generada por la presión ejercida por el bombeo hacia la formación creando las fracturas Cinemática Esta se toma por la migración de los 	<p>Materiales</p> <ul style="list-style-type: none"> Cemento <p>Equipos</p> <ul style="list-style-type: none"> Inyectores Camión Vacuum <p>Energía</p> <ul style="list-style-type: none"> Mecánica Generada por las maquinaria que acciona el sistema de bombeo del cemento Hidráulica, Originada por el bombero hacia las tuberías que serán colmadas de cemento para el cierre del pozo

Tabla 3.2 Entradas y Salidas del Sistema (Continuación)

		fluidos de la lutita a las tuberías de recolección	
Salidas	<p>Productos</p> <ul style="list-style-type: none"> Localización para la aplicación del Procedimiento <p>Sub productos</p> <ul style="list-style-type: none"> Vía de Acceso <p>Desechos</p> <ul style="list-style-type: none"> Biomasa despejada (arboles, maleza, etc.) Escombros de construcción Emisiones de atmosférica por las maquinarias 	<p>Productos</p> <ul style="list-style-type: none"> Hidrocarburos de origen no Convencional (Petróleo, Gas) <p>Sub Productos</p> <ul style="list-style-type: none"> H₂S <p>Desechos</p> <ul style="list-style-type: none"> Agua de Producción Fluido de retorno Aguas residuales de origen Industrial Emisión de gases 	<p>Productos</p> <ul style="list-style-type: none"> Sello definitivo del pozo Área Restaurada <p>Desechos</p> <ul style="list-style-type: none"> Fluido de retorno Escombros Chatarras Retornos de Cemento

4.2.3 Análisis e interpretación del Impacto

El Fracturamiento Hidráulico de Lutitas como cualquier otra actividad humana ocasiona afecciones ambientales asociadas a su aplicación, estudios recientes sobre el aprovechamiento de los yacimientos no convencionales en EEUU señalan que han ocurrido alrededor de cuarenta incidentes indicados a la Agencia de Protección Ambiental (EPA) en el transcurso de 5 años de aplicación de la técnica. En gran medida los Accidentes reportados eran concernientes a vertidos en la superficie y con la construcción de los pozos

Los accidentes que guardaron relación con el exceso de volumen de agua empleada, el tratamiento del fluido de retorno, la migración no controlada de hidrocarburos, fueron los incidentes mucho menos reportados según la EPA de EEUU

Por esto es de vital importancia la integridad del pozo, el diseño debe ser elaborado para impedir la migración no controlada de hidrocarburos y evitar contaminación de los acuíferos presentes en el proceso de perforación

Es necesario contar con un minucioso estudio Hidrogeológico previo a la construcción del pozo para de esta manera estimar la vulnerabilidad de los acuíferos existentes y el estado de las fuentes de suministro de agua potable y no potable del área de interés.

En función de preservar la integridad de las formaciones adyacentes a la perforación en el subsuelo se cuenta con una serie de barreras mecánicas para de esta forma evitar que los acuíferos puedan ser afectados por los propios lodos de perforación, los hidrocarburos y los fluidos empleados en el proceso de fracturamiento, estas barreras son los revestidores del pozo

En la implementación del pozo se toma a consideración toda el área superficial del pozo y las zonas donde se descargan, almacenan y manipulan una gama de materiales que pueden ser delicados, cuando en los niveles próximos a la superficie se encuentran materiales permeables, estos son considerados acuíferos de menor interés y por ende no son objeto de la necesaria prevención del caso aun a sabiendas que esto puede originar contaminaciones laterales de importancia y afectar zonas de interés ambiental.

El entorno del pozo operaran Camiones de grandes dimensiones en las distintas fases del procedimiento de Fracturamiento Hidráulico, lo mismo transportaran productos que pueden producir daños en el entorno en caso de accidentes o manipulaciones no adecuadas, es por ello que es indispensable poseer niveles de aislamiento acordes, para evitar la percolación de cualquier sustancia al subsuelo, de igual forma se debe tener una adecuada cementación de la boca del pozo el emboquille del sondeo debe

proteger y aislar cualquier nivel permeable superficial, esto se garantiza a través del revestimiento y cementación correspondiente.

Lo concerniente a los líquidos de perforación se debe revisar la composición de ellos y la gama de aditivos usados que dan las características necesarias en las condiciones de perforación, así como también a los equipos de superficie y las posibles percolaciones de fluidos, como anteriormente se dijo para evitar cualquier tipo de daño a las formaciones permeables que estén próximas en el proceso de fractura, se debe realizar con mucho cuidado la programación del revestidor, el proceso de cementación de los diferentes tramos permeables que van a penetrar durante el procedimiento del pozo haciendo énfasis en aquellas formaciones que constituyan acuíferos, aunado a esto también debe ser atendido lo referente a las pruebas de resistencia e integridad, que deben realizarse en función de constatar que las operaciones de entubado y cementado cumplan los criterios de aislamiento y resistencia necesarios, una buena técnica para constatar la cementaciones realizadas es mediante los registros de la cementación.

La opción de emplear la sísmica pasiva supone la implementación de la mejor técnica para localizar la zona que está siendo fracturada, para evitar el avance y extensión de la fractura hacia formaciones próximas que puedan ser vulnerables. En cuanto a elementos de seguridad en superficie, se destaca que la cabecera del pozo debe estar ajustada al revestidor así como a las tuberías de producción.

Ahora bien el aprovechamiento antes descrito lleva consigo una serie de riesgos ambientales asociados a su aplicación, se puede decir que en base a la información recolectada las afecciones más preocupantes ligadas a fracturamiento hidráulico de lutitas son:

Contaminación de los Acuíferos

La afección más resaltante generada por la aplicación del fracturamiento hidráulico esta conectada con la presencia de aguas subterráneas en las proximidades del sitio a perforar ya que la técnica origina una permeabilidad que ocasiona la migración del hidrocarburo hacia el pozo, por ende esta técnica crea una permeabilidad inducida que cambia las condiciones hidrogeológicas de las formación objetivo, por ello al cambiar dicho factor en la formación y al ponerlo en contacto con un elemento de permeabilidad intrínseca como lo es los acuíferos esto ocasiona conexiones con intercambio de fluidos entre el pozo y el medio. Durante la aplicación del procedimiento de fracturamiento las posibles afecciones en aguas subterráneas pueden agruparse en 2 casos:

- Afecciones desde la instalación.
- Afecciones durante la perforación y fracturación

En lo concerniente a las afecciones desde la instalación, lo primero que hay que recordar es que para este tipo de pozos se instalan los equipos de perforación, equipos de almacenamiento con los productos necesarios para la perforación y fracturación del yacimiento, se instalan los tanques abiertos y los depósitos de fluidos propios del proceso, lo cual indica que la rotura y percolación de vertido de materiales almacenados en las instalaciones por accidentes pueden generar grandes afecciones en los sustratos del entorno próximos al pozo. Es de vital importancia saber de la existencia de acuíferos en el entorno de las instalaciones y mas aun si se localizan sobre materiales impermeables o permeables, si se esta situado sobre materiales impermeables el sustrato actúa como zona de transito superficial de los posibles incidentes de derrames hacia acuíferos laterales lejos de las instalaciones, ahora bien si se esta en presencia de un sustrato permeable esto puede generar conexiones hidráulicas entre los acuíferos asociados a las instalaciones y otros acuíferos laterales.

De igual forma se debe tomar a consideración el ciclo del agua y por ende la relación que existe entre las aguas subterráneas y las aguas superficiales, desde el mismo proceso de instalación del pozo se pueden generar afecciones a los acuíferos que constituyen el sustrato, a los sistemas hídricos superficiales, a los acuíferos profundos y laterales que pueden estar interconectados con los presentes en el sustrato.

Las instalaciones es donde se sitúa la mayor parte de los líquidos contaminantes por ende, es uno de los puntos que debe tener mayor control y rigor en cuanto a su efectividad

Las afecciones en el sistema que se ocasionan en la localización pueden venir fundamentalmente de:

- Pérdidas de residuos procedentes de las propias instalaciones del pozo.
- Accidentes durante la perforación, debido a: roturas de los tanques abiertos de lodos de perforación, de sistemas de almacenaje de ripios de perforación, etc.
- Accidentes y derrames de líquidos durante la fracturación, debido a: pérdida de fluido de retorno de la fracturación, etc.

En cuanto a las afecciones durante la perforación y fracturación hay estudios que demuestran la contaminación de acuíferos por hidrocarburos y el incremento de sólidos totales disueltos, esta última contaminación se genera de la salmuera del yacimiento la misma puede ser transmitida a través de las fracturas inducidas, también por las fisuras en el cemento del pozo e incluso por el revestidor de antiguos pozos deteriorados.

Las fracturas pueden llegar alcanzar dimensiones que provoquen la migración de los hidrocarburos y de las aguas residuales hacia los acuíferos, dicho fluido puede

percollarse hacia los acuíferos próximo ya sea bien por fracturas inducidas como por las naturales.

La conexión entre las fracturas artificiales-fracturas naturales-acuíferos, ayuda a la propagación de la presión que debido a las conexiones puede afectar sectores lejanos del pozo, estas afecciones pueden provocar alteraciones en zonas alejadas del acuífero o incluso en otros acuíferos próximos. Este tipo de afecciones pueden modificar los flujos naturales del acuífero lejano al pozo, es por ellos que los fluidos almacenados en las zonas basales de los acuíferos que a presión normal fluirán muy lentamente o estarán estáticos, este líquido se moviliza por el aumento de la presión e incluso se podría generar movilizaciones de fluidos inyectados desde la superficie en acuíferos profundos.

Por su parte hay que tomar en consideración la inercia del acuífero para poder identificar una posible afección, en acuíferos muy inerciales con flujos basales muy lentos como pueden ser los de comportamiento detrítico, las afección puede tardar en llegar a la superficie y por ende puede detectarse, por el contrario en acuíferos con poca inercia como es el caso de los kársticos la propagación de una afección por el acuífero es mas rápida y por ello su detección es mas precoz, en este orden de ideas hay que destacar que la permeabilidad es un factor de relevancia para determinar el tiempo de permanencia del agua en el acuífero, es por ello que este factor incide en el periodo de detección que hay para determinar posibles afecciones que se puedan producir.

Consumo de Agua

Un elemento importante a ser considerado al momento de analizar el impacto del procedimiento del Fracturamiento hidráulico es la cantidad de agua que es utilizada en dicho proceso, la cantidad de agua a ser usada puede variar dependiendo de las características propias del pozo oscilando los valores entre 8.000 m³ y 16.000 m³ de

agua, aunque hay casos en los cuales se ha necesitado cantidades que van de 30.000 m³ a 45.000 m³ de agua , estos números muestran que para la aplicación de esta técnica se usan cantidades importantes de agua, un ejemplo se da en Marcellus Shale, en Texas donde se utilizaban un total de 31,8 millones de litros por día, si lo llevamos a un modelo de pozos, se tiene que los grandes volúmenes de agua a usar serian: durante la explotación se tiene que la densidad de pozos es de 1 por cada 2,5 km², esto se traduce en que en área de explotación de unos 25 km² necesitaría una cantidad de agua que oscilaría entre 80.000m³ y 350.000 m³.

Es por ello que se ha de considerar en cada proyecto la planificación en lo referente a de donde se va a sustraer el agua utilizada en el proceso de fracturamiento hidráulico, debido a que el agua consumida no es tratada para ser aprovechada de otra forma, muchos de los riesgos que conlleva esta técnica es debido a la escasez de agua dulce que se vive hoy en el mundo

Afecciones asociada al fluido de retorno

Alrededor de la cuarta parte del agua inyectada retorna a la superficie tiempo después de haber sido usada, la misma es salina y posee pequeñas concentraciones de metales. Varios análisis que se han realizado del fluido de retorno han mostrado niveles de radioactividad en algunos casos, la misma es propia de la formación y se manifiesta en niveles bajos que de igual forma deben ser considerados. El manejo adecuado del fluido de retorno es de suma importancia ya que de esto se deriva la protección de las aguas superficiales y subterráneas, la fauna y la flora del área de interés y las posibles emisiones a la atmósfera.

Actualmente el liquido de retorno del fracturamiento hidráulico no es reutilizable para un uso diferente al de ser nuevamente aplicado en un proceso de fractura, hace poco algunas compañías están direccionando esfuerzos a utilizar el fluido de retorno en nuevos procesos lo cual aminora el consumo de agua.

En ciertos casos registrados en EEUU se esta aplicando la inyección del fluido en acuíferos profundos, para esto se deben realizar estudios geológicos minuciosos para así ver que formación es la candidata correcta para contener el fluido inyectado, esta técnica puede derivar contaminaciones en la litología lo cual generaría que la formación no podría ser usada en un futuro.

Problemas de sismicidad por la aplicación del fracturamiento hidráulico

Un riesgo asociado al fracturamiento hidráulico es la generación de actividad sísmica inducida por el proceso en si. Hay 2 tipos de eventos sísmicos que se generan por la aplicación del proceso: los de índole micro sísmicos que son frecuentes y generados por la propagación de la fractura, y los eventos sísmicos mayores que son de menor frecuencia y que son producidos por fallas que acumulan tensiones. En los eventos sísmicos mayores la inyección del líquido puede generar sismos ya que estos aumentan la presión de poros mas allá del umbral critico reduciendo de esta manera la resistencia efectiva de una falla cercana a la rotura.

Un caso notorio de un evento sísmico ocasionando por el fracturamiento hidráulico fue el ocurrido en Oklahoma, en donde fue inyectado un total de 9000m³ de fluido en un periodo de 6 día, esto pudo ser el detonante que se originara alrededor de 43 sismos tenían una magnitud dentro del rango de 1.0 a 2.8 grados, los mismos se produjeron en el segundo día de inyección causando molestias a los residentes de zonas aledañas

Otro caso registrado de sismos inducidos a causa de las inyecciones de fluidos en el subsuelo son los de Rocky Mountain Arsenal, Rangely, Colorado, Paradox Valley, y el KTB Deep Well en Alemania. Los mismos muestran correlación entre inyección de fluidos al subsuelo y la generación de actividad sísmica en las zonas aledañas a los pozos.

Análisis realizados en el pozo de Picket Unit B en Oklahoma gran parte de los sismos se generaron en un radio de proximidad al pozo de 4 km este patrón se repite en varios casos de pozos como en Rangely, Colorado, Rocky Mountain Arsenal, y KTB Deep Well en Alemania, donde la mayoría de la actividad sísmica fue localizada en el interior de un radio de 4 km respecto al pozo, siendo la menor esta distancia en el caso de KTB Deep Well, donde se localizó la actividad sísmica en un radio de 1 km de la fuente.

Hay una serie de factores que afectan la sismicidad inducida por el fracturamiento hidráulico en los pozos. Una de ellas es las características de los materiales y la cantidad de energía necesaria para fracturarlo. Esto se traduce en que las rocas más resistentes permiten mayor acumulación de energía antes de su fractura lo que ocasiona eventos sísmicos de mayor magnitud. Por su parte las propiedades de la falla juegan un papel determinante ya que el área del plano de falla así como la cantidad de esfuerzo acumulado en esta, condicionan el grado de la sismicidad inducida por el proceso esto, se traduce en que mayor superficie y mayor tensión mayor será la magnitud de la sismicidad. Las condiciones de presión en el pozo tienen una importante relevancia debido a que la magnitud de la sismicidad responde a los cambios de presión de los materiales del entorno del pozo es decir la presión depende de:

- El volumen de fluido inyectado: a mayor volumen, mayores presiones.
- El volumen del fluido de retorno: a mayor volumen de fluido de retorno, menores presiones.
- Tasa de inyección: inyecciones más rápidas generan mayores presiones.
- Tasa de retorno: flujos de retorno más rápidos reducen la presión

También se debe mencionar que existe una sismicidad inducida por la eliminación de fluidos residuales los cuales se generan mediante la extracción de hidrocarburos no convencionales y se eliminan mediante su inyección en pozos, la presión de los

mismos puede acumularse en el tiempo produciendo una sismicidad que puede ser mayor que la generada por el proceso de fractura.

Esto causado por la gran cantidad de fluidos acumulados por grandes periodos de tiempo permite una mayor acumulación de presiones. Algunas investigaciones indican que las magnitudes no suelen sobrepasar el valor de 5 MI, un ejemplo de estos casos fue el ocurrido en Oklahoma los días 5,6 y 8 de Noviembre del 2011 donde se registraron sismos de Mw 5.0, 5.7 y 5.0 luego de 18 años que se dieran las primeras inyecciones de fluidos residuales. Así se registro en el 2013

Contaminación atmosférica por emisiones incontroladas

El área del pozo donde se sitúa la torre de perforación se denomina localización, aquí es donde se instalan además de la torre de perforación el resto de los equipos auxiliares

En cada localización se instalan pozos horizontales, por consiguiente la ocupación de área podría agrupar una gran extensión del terreno, sin embargo hace poco se están elaborando pozos múltiples en por cada superficie a esto se le denomina macolla de manera tal que cada plataforma puede realizar alrededor de 4 a 12 pozos separados por 5 o 6 m de distancia, esto es un pozos horizontal por cada uno vertical.

En Pensilvania las macolla ocupa un área entre 1,6 a 2 ha con una densidad de 1 plataforma cada 1,5-2,6 km² esto varia dependiendo del área a explotar y el numero de pozos según cada macolla siendo la cantidad de pozos varia de 4 a 9 m² dependiendo de cada yacimiento.

Vale destacar de casos como el la lutitas de Barnett y la lutitas de Marcellus en EEUU donde los pozos se extienden en un área de unos 8.000 km², en las que se

encuentran cerca de 23 poblaciones y desde el año 2000, el aumento de pozos ha sido exponencial, de 726 pozos a 13.740 pozos.

Debido al gran numero de instalaciones de pozos en cada formación geológica ha dado lugar en los EEUU a una concentración importante de particular en suspensión y vapores en la atmosfera así se registra en el 2008, estudios arrojan importantes concentraciones de gas metano el cual es un gas de efecto invernadero y formación de ozono, debido a las altas concentraciones de óxidos de nitrógeno junto a Benceno, Tolueno, Xileno, Etilbenceno acompañado de otros componentes volátiles como los aditivos del fluido de retorno y las sustancias presentes en las fugas de los contenedores, esto se traduce en que el 3,6% y el 7,9% del metano producido se traslada a la atmosfera entre los venteos y escapes, de estas perdidas el 0,6% al 3,2% se genera en los tanques abierto del fluido de retorno

Los gases contaminantes del proceso provienen de las siguientes fuentes:

- Gases de combustión provenientes del equipo auxiliar se trata de (NO_x), SO₂, CO, CO₂, (partículas en suspensión) PM, etc
- Metano y Benceno, Tolueno, Xileno, Etilbenceno estos son provenientes de fugas en tuberías y válvulas de separadores, tanques, venteo, quemadores de gas, etc.

El gas más preocupante de las afecciones a la atmosfera es el metano ya que debido a sus propiedades físicas de baja viscosidad y baja densidad, facilitan su migración hacia la superficie, esto ocurre cuando esta comprometida la integridad del pozo e incluso la migración también es producida cuando hay fracturas no controladas en la estructura maciza del pozo siendo la caña del pozo su vía de migración

Afecciones sobre la Biodiversidad

La técnica del fracturamiento hidráulico también genera impactos sobre la biodiversidad en las áreas donde es aplicada, debido a que el mero hecho de la construcción de vías de transporte que conecten a los pozos, la limpieza del terreno, el flujo constantes de vehículos de carga, el ruido, el polvo generan desequilibrios en los nichos ecológicos de los animales y en el crecimiento de especies vegetales. Los factores antes mencionados originan problemas a las especies de la zona como por ejemplo inhibición de la capacidad reproductora de las especies, cambios en las cadenas alimenticias y en las condiciones biológicas reinantes, ya que la sola acción de la actividad humana causa daños ambientales.

Afecciones sobre el ser humano

Investigaciones realizadas demuestran que en los EEUU, entre los años de 2005 y 2009, se usaron alrededor 2500 productos que contenían 750 compuestos, de los cuales 652 contenían químicos conocidos como cancerígenos para las personas poniendo en riesgo la salud de los pobladores de las cercanías donde fue aplicado el fracturamiento hidráulico de lutitas. Los estudios arrojan que el químico más usado fue el metanol el cual es altamente contaminante para el aire, también en mayor medida se aplica en el procedimiento los químicos con mayor frecuencia como el alcohol isopropílico, el glicol de etileno, la sílice cristalina (dióxido de silicio), otra sustancia es el 2-butoxietanol este compuesto es absorbido muy rápidamente por el organismo de las personas y genera destrucción de los glóbulos rojos y daños al bazo, hígado y la médula. En las localidades “Texas Colorado Oklahoma” se inyectaron 82900,5 m³ de productos que contienen 2-BE entre 2005 y 2009, también se han registrado casos de elementos radioactivos de origen natural que están presentes en el fluido de retorno aunque sus concentraciones son pocas de igual manera se debe cuidar de estos elementos.

Un caso controversial de afectación directa es el reportado por la familia Parr según el cual la esposa del matrimonio presento sintomatología que ella describe como “*Mi sistema nervioso central estaba muy afectado. No podía escuchar, estaba teniendo problemas de visión. Mi cuerpo temblaba por dentro. Vomitaba espuma blanca en las mañanas*” ella no sabia que su casa estaba próxima casi 20 pozos donde se aplicaba el fracturamiento hidráulico de lutitas.

Los análisis hechos a los fluidos presentes en la técnica arrojan que hay 12 sustancias consideradas disruptores endocrinos, esto se traduce como alteradores del equilibrio hormonal que se relacionan con infertilidad, cáncer y otras afecciones de salud.

Aunado al los problemas de salud esta la contaminación de los reservorios de agua que ya anteriormente se describió esto afecta notoriamente el desarrollo de la sociedad y pone en riesgo el acceso de generaciones futura al agua potables.

4.3 Indicadores Ambientales asociados al Proceso de Fracturamiento Hidráulico

Con base a las afecciones señaladas en el punto anterior, se proponen una serie de indicadores ambientales que tiene como objetivo dar información sobre la evolución de la calidad de la localidad y como el procedimiento de fracturamiento hidráulico ejerce cambios en ella.

Tabla 3.3 Indicadores Ambientales

Indicadores	Presión	Estado	Respuesta
	Variación del Ph	Numero de especies vegetales	Aislamiento de acuíferos(cantidad líquido filtrado)
	solidos totales disueltos	Numero de especies animales existentes	
	Cantidad de m ² de áreas naturales afectadas	Cantidad de Nichos Ecológicos	Reducción de emisión de gases Tóxicos
	Cantidad de suelo		

Tabla 3.3 Indicadores Ambientales (Continuación)

Indicadores descriptivos	<p>removido</p> <p>Alteración de la propiedades del aire(Niveles de: partículas, Gases de efecto invernadero, presencia de hidrocarburos gaseosos)</p> <p>Numero de especies de fauna y flora desplazada o reubicada</p>	<p>Fisicoquímica del agua de acuíferos</p> <p>Nivel de Partículas en el Aire</p> <p>Composición del suelo</p> <p>Características Geológicas (Espesor, profundidad, configuración estratigráfica, fallas presentes)</p>	
Indicadores de desempeño	<p>Cantidad de agua empleada</p> <p>actividad sísmica en el área (intensidad y frecuencia)</p> <p>Cantidad de residuos o desechos procedentes de las instalaciones</p> <p>Registros de Presiones Inducida</p> <p>Cantidad fluido de retorno filtrado</p>	<p>Cantidad de agua disponible en el área</p> <p>Estado del ciclo integral del agua (si hay cambios en los patrones hidrológicos por conexión de cuerpos de aguas)</p>	<p>Reportes Periódicos sobre la calidad de los acuíferos</p> <p>Registros de actividad sísmica (intensidad y frecuencia)</p> <p>Reportes sobre la cementación del pozo</p> <p>Recuperación de áreas erosionadas</p>
Indicadores de eficiencia	<p>Composición del fluido de retorno</p> <p>Volumen de agua extraída de los acuíferos o de fuentes superficiales</p> <p>Longitud de la Fractura</p> <p>Cantidad de Roturas y vertidos</p> <p>Densidad de pozos productores</p>	<p>Presión de Poros Natural en el yacimiento</p>	<p>Cementación de la zona entre el agujero perforado y la carcasa circundante</p> <p>Reutilización del fluido de inyección y reducción de volúmenes de fluidos</p> <p>Maximizar la vida útil del pozo y disminuir la cantidad de pozos</p> <p>tasa de rendimiento por pozo</p>
Indicadores de bienestar total	<p>Cantidad de personas que migraron por la aplicación de la técnica</p>	<p>Numero de personas próximos a los pozos</p>	<p>Cantidad de foros, conferencias, publicaciones etc.,</p>

Tabla 3.3 Indicadores Ambientales (Continuación)

	Enfermedades asociadas a la implementación de los químicos	Estadísticas de salud de los habitantes antes de la realización de la Técnica	sobre el fracturamiento hidráulico para la opinión pública Cantidad de investigaciones generadas sobre el fracturamiento hidráulico.
--	--	---	---

Indicadores de estado

- **Numero de especies vegetales:** Cantidad y tipo de Plantas existente antes del proceso
- **Numero de especies animales existentes:** Cantidad y tipo de especies de animales que ocupan la zona
- **Cantidad de Nichos Ecológicos:** Numero de Habitas existentes
- **Fisicoquímica del agua de acuíferos:** Parámetros de calidad del agua enmarcados en el decreto 883
- **Nivel de Partículas en el Aire:** Cantidad de partes por millón de partículas en la atmosferas previas a la técnica
- **Composición del suelo:** Niveles de materia Orgánica, desechos previos al proceso.
- **Características Geológicas:** datos sobre Espesor, profundidad, configuración estratigráfica, fallas presentes y su buzamiento.
- **Cantidad de agua disponible en el área:** numero de litros o cm³ disponibles para el proceso

- **Estado del ciclo integral del agua (si hay cambios en los patrones hidrológicos por conexión de cuerpos de aguas):** Cambio en el Volumen (l o cm³) del agua
- **Presión de Poros Natural en el yacimiento:** cantidad de presión del yacimiento en psi/pie
- **Numero de personas próximos a los pozos:** Cantidad de personas que viven cerca del área
- **Estadísticas de salud de los habitantes antes de la realización de la Técnica:** Numero y Tipos de enfermedades previas a la aplicación de la técnica

Indicadores de Presión

- **Variación del Ph:** Cambios en los niveles de alcalinidad o acidez del agua
- **Solidos totales disueltos:** Cantidad de partículas en partes por millón presentes en el agua
- **Cantidad de m² de áreas naturales afectadas:** Numero de m² que
- **Cantidad de suelo removido:** Numero de m² que son removidos en la instalación del pozo
- **Alteración de la propiedades del aire:** Niveles de: partículas, Gases de efecto invernadero, presencia de hidrocarburos gaseosos

- **Numero de especies de fauna y flora desplazada o reubicada:** Numero y tipo de especies que fueron desplazadas por la actividad
- **Cantidad de agua empleada:** Numero de l o cm^3 a utilizar en la aplicación del proceso
- **Actividad sísmica en el área:** Numero de eventos sísmicos donde se diga intensidad y frecuencia de los mismos
- **Cantidad de residuos o desechos procedentes de las instalaciones:** Se refiere a la cantidad de m^2 , l de los remanentes de la actividad
- **Registros de Presiones Inducida:** Cantidad de psi/pie^3 a la que se somete la formación
- **Cantidad fluido de retorno filtrado:** Numero de l o cm^3 del fluido que retorna a la superficie
- **Composición del fluido de retorno:** Cantidad y Tipos de Elementos químicos presentes en el fluido
- **Volumen de agua extraída de los acuíferos o de fuentes superficiales:** numero de l o cm^3 de agua que se sustraen de los cuerpos de agua de la zona
- **Longitud de la Fractura:** cantidad de cm o m que ocupa la fractura generada en la formación
- **Cantidad de Roturas y vertidos:** cantidad de cm^3 que se escapan de las tuberías y equipos
- **Densidad de pozos:** Numero de pozos por Km^2

- **Cantidad de personas que migraron por la aplicación de la técnica:**
Numero de personas que se mudaron de sus poblados debido a la aplicación de la técnica
- **Enfermedades asociadas a la implementación de los químicos:** Numero de patologías asociadas a los químicos usados en el área por la aplicación de la técnica

Indicadores de Respuesta

- **Aislamiento de acuíferos (cantidad liquido filtrado):** plan de acción para evitar el daño a los acuíferos monitoreo y adecuación de revestimientos y tuberías
- **Reducción de emisión de gases Tóxicos:** mediante planes de seguimiento de fuga y quema controlada de gases
- **Reportes Periódicos sobre la calidad de los acuíferos:** Informe de los parámetros que establece el decreto 883
- **Registros de actividad sísmica (intensidad y frecuencia):** Informes de la cantidad de eventos sísmicos con su intensidad y frecuencia próximos para dictaminar el cese de la operación
- **Reportes sobre la cementación del pozo:** Numero de fallas, escapes o roturas que pueda presentar los revestidores
- **Recuperación de áreas erosionadas:** Numero de especies sembradas en la zona afectada que ayude a recuperar la cubierta orgánica del terreno

- **Cementación de la zona entre el agujero perforado y la carcasa**
circundante: Cantidad de cm de cementados entre la formación y el pozo
- **Reutilización del fluido de inyección y reducción de volúmenes de fluidos:**
Numero de l o cm³ que son reutilizados
- **Maximizar la vida útil del pozo y disminuir la cantidad de pozos tasa de rendimiento por pozo:** cantidad de barriles por pozo en el menor tiempo posible
- **Cantidad de foros, conferencias, publicaciones etc., sobre el fracturamiento hidráulico para la opinión pública:** Numero de Información a través foros, conferencias, publicaciones
- **Cantidad de investigaciones generadas sobre el fracturamiento hidráulico:** Números de tesis, Manuales técnicos que busquen prevenir las afecciones originadas por la técnica

4.4 Proposición de Medidas Ambientales

Como se mostro en el apartado anterior cada etapa de esta técnica puede generar una series de daños ambientales, además hay que tomar a consideración que internacionalmente no hay un criterio único de aplicación correcta y que a forma nacional no se ha aplicado en lutitas, lo mas idóneo es que PDVSA deba plantear la preparación de una norma técnica para la regulación de esta actividad

En este orden de ideas es importante plantear y definir una serie de criterios acciones y planes de vigilancia rigurosos, para cada pozo de fracturación en particular. En

principio se plantean los siguientes criterios para salvaguardar la integridad ambiental de la zona donde se aplique este procedimiento.

4.4.1 Medidas para el pozo de perforación

En el proceso de perforación de cada uno de los pozos y durante la operatividad del pozo es de suma importancia realizar un control sobre la integridad del mismo, estas pruebas deben garantizar la integridad de las tuberías, aislamiento de la cementación y el control de adherencia tubería-cemento-formación de todo el pozo conocido como registros CBL (Cement Bond Log), estos parámetros de control deben verificar que no se presente fisuras en el pozo, de igual manera que no exista algún medio de comunicación entre las tuberías, la cementación y el terreno, es recomendable que dichos estudios se realicen por algún prestador de servicio ajeno a la aplicación de la técnica o instituciones de educación superior de Venezuela especializadas en la materia. Estos controles de presión deben ser repetidos si por alguna razón se modifican las condiciones primarias naturales del medio que puedan ocasionar alteraciones en la integridad del pozo como el caso de terremotos

4.4.2 Estudio Hidrogeológico como método preventivo y de seguimiento

Una de las medidas ambientales necesarias para anticipar las posibles afecciones en los acuíferos, aguas superficiales y demás cuerpos líquidos es la realización de un estudio Hidrogeológico del área en la cual será aplicada la técnica de fracturamiento hidráulico

El estudio debe ir guiado en función de considerar las posibles afecciones que en su mayoría provienen de los fluidos de perforación, líquidos de retorno e hidrocarburos que pudieran tener una migración no controlada. El mismo debe ser realizado por empresas especializadas prestadoras de servicios o instituciones de investigaciones o de educación superior, los factores que se deben tomar a consideración en este

estudio son: la presión ejercida por los líquidos de fracturación o la inercia de los acuíferos, esto determina el tipo, la magnitud de la afección y el tiempo de permanencia del contaminante en el acuífero, de igual manera las variantes superficiales y de profundidad como los sistemas de fracturas naturales debe ser tomado a consideración en los análisis hidrogeológicos ya que los mismos pueden servir para la transmisión de afecciones físico-químicas

Asimismo, se deberán tratar desde el punto de vista hidrogeológico, las fracturas y los sistemas de fracturas presentes en superficie y en profundidad, ya que éstos pueden actuar como conductos preferenciales para la transmisión de afecciones físico-químicas.

Si el área de la instalación del pozo es impermeable se debe tomar a consideración la posible existencia de conexiones hídricas naturales entre el emplazamiento, los cuerpos de agua superficiales y los acuíferos para de esta forma elaborar planes de vigilancia ambiental. Por otro lado si es permeable el estudio debe tomar en cuenta factores como la geometría del acuífero, características geoquímicas, inventarios de puntos de agua, características de los cursos de agua, de igual manera se debe tomar en cuenta los acuíferos artesianos, geotermales y sobre todo a las fracturas con indicios de termalismo ya que estos implicarían la existencia de flujos rápidos provenientes de áreas profundas que ayudan a la propagación de afecciones

Es un punto primordial la implementación de técnicas de reciclaje y depuración del agua implementada en el proceso, esto con la visión de reducir el consumo de agua durante el fracturamiento.

4.4.3 Red de Monitoreo

Esta medida se plantea a través de la ejecución de una serie de acciones que se basan en la definición y operación de puntos de control, el ámbito de monitoreo varia

dependiendo principalmente de las características hidrogeológicas como acuíferos presentes, zonas permeables y aguas superficiales del área donde se ubicara el pozo. Para la localización de estos puntos de control hay que tomar a consideración el ciclo integral del agua es decir la estrecha relación que debe haber entre el agua superficial y la subterránea. De cada caso la ubicación de dichos puntos será en un radio de unos 5 a 10 Km en las inmediaciones del pozo, aunque esto depende de las patrones hidrogeológicos, de debe tomar a consideración los elementos en forma de gas diluidos en el agua los cuales son mas móviles y tienen a propagarse mucho mas.

De igual manera se debe considerar factores que puedan aumentar los efectos de propagación como las conexiones hidráulicas existentes en los acuíferos, el efecto generado por la presión de fracturación, la inercia del acuífero así como otras variantes propias del acuífero.

Ahora bien existen dos posibilidades que se consideran, la primera que la instalación sea permeable, si es así los punto de control se sitúan sobre los niveles de los acuíferos relacionados con el, si por otro lado es impermeable se ubicaran en los acuíferos laterales a la instalación o en los cursos de aguas superficiales.

De igual manera es necesario incluir en la red de monitoreo el surgimiento de aguas termales, las aguas provenientes de acuíferos artesianos y los acuíferos de abastecimientos a poblados

En síntesis los puntos de monitoreo se situaran en:

- Acuíferos o niveles permeables donde se ubique el pozo o sus áreas próximas
- En las surgencias de aguas o en cada acuífero y materiales permeables que se encuentren incluidos en el área a controlar
- Cursos de aguas superficiales en la proximidades del pozo

- Pozos localizados a grandes profundidades, esto con el fin de monitorear los flujos largos, profundos y lentos de los acuíferos que han tenido mucho tiempo en los mismos
- Sistemas de abastecimientos a partir de acuíferos o aguas superficiales en el área a explotar
- Manantiales termales, surgentes relacionados con acuíferos artesianos

Una vez instalados los puntos del control se procederá a efectuar una toma de muestras antes de la instalación, esto con la finalidad de realizar la línea base hidroquímica, en la definición de la se toma a consideración también información suministradas por entes encargado de los estudios de los patrones y químicas hidrológicas

Tabla 5.1 Patrones químicos del Agua

Componente y Limite Máximo Permitido	Resultado de la primera toma	Resultado de la Segunda toma
Aceites minerales e hidrocarburos 20 mg/l		
Aceites y grasas vegetales y animales. 20 mg/l		
Alkil Mercurio No detectable (*)		
Aldehidos 2,0 mg /l		
Aluminio total 5,0 mg/l		
Arsénico total 0,5 mg/l		
Bario total 5,0 mg/l		
Boro 5,0 mg/l		
Cadmio total 0,2 mg/l		
Cianuro total 0,2 mg/l		
Cloruros 1000 mg/l		
Cobalto total 0,5 mg/l		
Cobre total 1,0 mg/l		
Color real 500 Unidades de Pt-Co.		
Cromo Total 2,0 mg/l		
Demanda Bioquímica de Oxígeno (DBO5,20) 60 mg/l		
Demanda Química de Oxígeno (DQO) 350 mg/l		
Detergentes 2,0 mg/l		

Tabla 5.1 Patrones químicos del Agua (Continuación)

Dispersantes 2,0 mg/l		
Espuma Ausente		
Estaño 5,0 mg/l		
Fenoles 0,5 mg/l		
Fluoruros 5,0 mg/l		
Fósforo total (expresado como fósforo) 10 mg/l		
Hierro total 10 mg/l		
Manganeso total 2,0 mg/l		
Mercurio total 0,01 mg/l		
Nitrógeno total (expresado como nitrógeno) 40 mg/l		
Nitritos + Nitratos (expresado como nitrógeno) 10 mg/l		
pH 6 – 9		
Plata total 0,1 mg/l		
Plomo total 0,5 mg/l		
Selenio 0,05 mg/l		
Sólidos flotantes Ausentes		
Sólidos suspendidos 80 mg/l		
Sólidos sedimentables 1,0 ml/l		
Sulfatos 1000 mg/l		
Sulfitos 2,0 mg/l		
Sulfuros 0,5 mg/l		
Zinc 5,0 mg/l		

La toma de estas muestras se realizarán cada 15 días, se deben anexar otros datos de interés que establezcan los entes encargados de estudiar la hidrología del país

Se tomarán factores como:

- Parámetros físicos: color, turbidez y conductividad, alcalinidad
- Radiación alfa total y beta total.
- Desviación del isótopo ^{13}C ($\delta^{13}\text{CCH}_4$).
- Entre los componentes orgánicos: fenoles, componentes orgánicos volátiles, hidrocarburos policíclicos aromáticos, pesticidas órgano clorados, agentes tensos activos.

En el análisis de cada punto de monitoreo pueden identificarse elementos químicos que no formen parte de los fluidos de fracturación ni los de retorno, dichos elementos

pueden estar vinculados con fluidos de acuíferos alejados del pozo y que pueden ser afectados por el proceso de fractura.

4.4.4 Medidas sobre la Sismicidad inducida

Partiendo del estudio integrado del yacimiento el cual debe poseer un análisis cartográfico detallado, estudios geofísicos etc. Esto con la finalidad de identificar las grandes fallas de superficie y en cuanto a la interpretación de las fallas presentes en el subsuelo se conjugan los estudios cartográficos de detalle y los geofísicos para de esta manera poder predecir el comportamiento de las mismas y realizar el modelaje geológico del lugar, aunado a esto se debe conocer las propiedades mecánicas de la formación así como su permeabilidad y la caracterización de los esfuerzos, una vez hecho esto se evalúa la orientación y tendencia al desplazamiento de fallas y planos de estratificación, esto en función la aplicación del fracturamiento hidráulico en el entorno de fallas con una tendencia al desplazamiento alta.

Se debe evaluar el peligro sísmico previo a la fracturación para ello es importante tomar a consideración aspectos fundamentales como monitoreo de la línea sismológica esto, en función de establecer la sismicidad de fondo en la zona a explotar, caracterización de fallas activas en la zona esto mediante adquisición los datos geológicos, paleosísmicos, geofísicos y por ultimo aplicación de técnicas de análisis de peligrosidad sísmica para evaluar el impacto potencial de posibles terremotos inducidos.

Es necesaria por su parte la realización de pruebas de inyección prefracturación, esto en función de determinar y caracterizar el comportamiento de la formación a través del monitoreo microsísmico de la inyección, la operación deberá ser ajustada tomando como criterios los resultados obtenidos, es necesario dejar transcurrir un periodo de tiempo que de certeza que no se produce ninguna actividad sísmica

mientras se propaga el fluido inyectado en el pozo y se distribuyen los cambios de la presión en las formaciones del área.

Se debe de igual manera llevar un registro de la actividad microsísmica para monitorear el crecimiento de las fracturas durante las operaciones, esto se utiliza en la industria petrolera para poder visualizar la red de fracturación lo cual mejora la comprensión de los riesgos asociados, dichos datos se registran a través de una red de microsensores próximos a la superficie o una red de sensores del pozo.

Se debe tomar en consideración un método que ha sido ampliamente usado en otros países como lo es el sistema de “vigilancia tipo semáforo”, esto permite un monitoreo al instante y para el mismo se requiere definir unos determinados valores para decidir a partir de ellos el cese e inicio de las operaciones. Dichos valores están ligados al movimiento del terreno mediante la aceleración y velocidad junto con la frecuencia, esto genera una mejor medición de la intensidad del movimiento en la superficie, en la aplicación de esta medida se requiere la implementación de sismómetros situados en la superficie o instalados en pozos a grandes profundidades. Los umbrales de detección recomendados para el monitoreo de eventos deben ir en el rango de -1Hz a mayor de 1Hz los datos recolectados en los sensores deben ser enviados a una central de procesamiento para dar estimaciones de tiempo, localización y magnitudes de eventos sísmicos durante el procedimiento de fractura

La reducción de los volúmenes de los fluidos inyectados debe ser una medida importante a considerar ya que la misma reduce la probabilidad de inducir sismos o algún evento sísmico, esta medida debe ir acompañada con el inicio del retorno del fluido para de esta manera ir liberando presiones que puedan generar sismicidad.

4.4.5 Medidas sobre el uso del agua

La técnica del fracturamiento hidráulico usa grandes volúmenes de agua lo cual genera grandes discusiones debido a lo limitado del acceso de este recurso y mas aun cuando los patrones climáticos han causado que la estación de verano sea muy seca, es por ello que se plantea aprovechar los cambios estacionales que se producen en los ríos esto con el fin de obtener el agua requerida en el proceso de fracturamiento hidráulico, esto busca que al momento de haber crecidas en los caudales bien por exceso de lluvias o por aporte de aguas subterráneas las mismas sean utilizadas y de esta forma se logra planificar y seleccionar el mejor momento para aprovechamientos de estos eventos y así evitar el uso del agua potable que esta destinada al consumo humano.

Una alternativa que se debe implementar es la reutilización del fluido de retorno en un nuevo proceso de fractura, esto mediante un previo tratamiento del mismo aunque si bien es cierto que esta agua no es apta para el consumo humano, el reciclaje de la misma aminora en gran medida la utilización de nuevos volúmenes de agua. Esta reutilización no es la única medida planteada, investigaciones recientes ha arrojado como resultado el uso de el uso de aguas salobres y de aguas salinas procedentes de acuíferos profundos.

4.4.6 Medidas respecto a las emisiones atmosféricas

Se debe prestar atención al desempeño de cada uno de los equipos automotores camiones de carga, camiones vacuum etc. Ya que un gran número de estos equipos generan gases como el CO₂ y por ello se debe realizar un chequeo periódico de sus componentes mecánicos, de igual forma optimizar su uso.

Reducir la densidad de pozos de explotación en el área, esto para realizar un procedimiento eficiente ya que un gran numero de instalaciones genera mayor numero de emisiones de gases nocivos y un sin numero de partículas que son lanzadas a la atmosfera

Se debe implementar la descarga y quema controlada del gas además de utilizar equipos diseñados para capturar y condensar el gas para su uso, de esta manera se evita que gases aprovechables como el metano se diseminen en la atmosfera.

Realizar un plan de monitoreo constante en tuberías y válvulas de separadores gas-condensado, tanques de condensado, deshidratadores de gas, tanques de gas, venteo, quemadores de gas ya que en estos equipos se producen escapes de gases que van a atmosfera.

Es importante señalar que la EPA ha diseñado una serie de tecnologías que se puede usar para reducir la contaminación proveniente de la explotación de yacimientos no convencionales cada una de ellas depende de las necesidades del pozo, se recomienda verificar cada una de ellas que están presentes en el Natural Gas STAR Program, al igual que las metodologías que implementa en Green Completion. Ipieca 2016

4.4.7 Medidas concernientes a las personas, la flora y la fauna

Debido a lo invasivo que resulta ser el procedimiento del fracturamiento hidráulico y en función de la gran modificación que sufren el contexto natural donde se aplique es, recomendable realizar un inventario de especies afectadas por la técnica, y realizar su posterior reubicación en otra área con las mismas condiciones naturales sin que esto afecte los patrones biológicos de la zona y una vez concluido el proceso se debe realizar un plan de restauración de la capa orgánica superficial del suelo

Si el área del pozo se encuentra cercana a una zona ABRAE el mismo debe situarse a como mínimo 1500 m de distancia desde el límite de dicha área.

El pozo petrolero no debe situarse en las cercanías de áreas pobladas o en la proximidad de algún asentamiento de personas, de igual manera se debe verificar que no exista migración de sustancia que pueda generar afecciones de salud así como también debe hacerse un plan que verifique el estado de sanidad de los poblados más próximos al área de explotación.

4.5 Consideraciones Geológicas en Venezuela

Para ser considerado un yacimiento candidato como yacimiento no Convencional debe seguir los siguientes patrones

- **Riqueza Orgánica (>2% COT para gas de lutita y variable para el petróleo de Lutita),**
- **Madurez Térmica (>0,7 Ro%),**
- **Espesor (>30 m) y extensión areal,**
- **Capacidad de Adsorción (principalmente en gas de lutita),**
- **Fracturabilidad (contenido de arcillas < 40%),**
- **Sobrepresión.**
- **Profundidad**

Venezuela posee potenciales reservas de yacimientos no convencionales dentro de los cuales se logra identificar un total de 16 yacimientos de este tipo divididos de la siguiente manera 4 lutitas denominadas rocas madres entre las cuales se mencionan:

- **Formación la Luna (Cuenca de Maracaibo)**
- **Formación Agua Clara (Cuenca de Falcón)**
- **Formación Querecual (Cuenca Oriental)**
- **Formación Navay (Cuenca Barinas-Apure)**

Por su parte se ubican 10 Lutitas denominadas rocas sellos, siendo estas mismas capaces de generar hidrocarburos y teniendo una capacidad de retención muy alta, dentro de estas podemos mencionar las siguientes formaciones:

- **Formación la Rosa (Cuenca de Maracaibo)**
- **Formación Colon (Cuenca de Maracaibo)**
- **Cerro Misión (Cuenca de Falcón)**
- **Formación Pecaya (Cuenca de Falcón)**
- **Formación Roblecito (Cuenca Oriental)**
- **Formación Freites (Cuenca Oriental)**
- **Formación Carapita (Cuenca Oriental)**
- **Formación Vidoño (Cuenca Oriental)**
- **Formación Pagüey (Cuenca Barinas-Apure)**
- **Formación Burgüita (Cuenca Barinas-Apure)**

Tabla 5.2 Generalidades de los Posibles Yacimientos No Convencionales en Venezuela

Nombre del Yacimiento Potencial y cuenca donde se ubica	Generalidades Geologicas
Formación la Luna (Cuenca de Maracaibo)	El COT varían entre 2 – 3 % el espesor se encuentra entre 100 y 300 metros, con tendencia a aumentar de sur a norte Cretáceo: Cenomaniense a Campaniense.
Formación Agua Clara (Cuenca de Falcón)	las rocas de la Formación Agua Clara, tanto en afloramientos como en el subsuelo, presentan una alta madurez (Tmax 455-495° C, Ro 0,9-1,9%). Tiene una edad de Mioceno Temprano y espesores de 1320 a 1750 mts
Formación Querecual (Cuenca Oriental)	Tiene un espesor en su sección tipo de unos 700 m, contiene cantidades de COT que van de 2 a 5 %, esta formación es registrada en el Albiense tardío extremo-Cenomaniense temprano
Formación Navay (Cuenca Barinas-Apure)	Registra alrededor de 3,5% de COT, se cataloga como un kerógeno II, y su madurez esta catalogada en 0.8 % Ro. Tiene una edad registrada en el Coniaciense. En la localidad tipo se mide un espesor de 940 m
Formación la Rosa (Cuenca de Maracaibo)	Se ubican espesores que oscilan de 180 a 250 m disminuyendo hacia de sur a norte. Hacia el noreste, alcanza 1006 m en la

	estructura de Quiroz tiene una edad registrada de Mioceno temprano contienen Yacimientos Petrolíferos con condiciones de COT y Ro acordes
Formación Colon (Cuenca de Maracaibo)	Registra espesores de 470 m y se ubica en el Cretácico Tardío, Campaniense a Maastrichtiense Temprano, posee un contenido de COT que oscila de 1,5 a 5,5 %
Cerro Misión (Cuenca de Falcón)	Es una lutita marina de edad Eoceno Tardío. Se registra Espesores superiores a los 400 m, la unidad lutítica fue sedimentada en condiciones marinas profundas en el límite Oligoceno-Mioceno y posee espesores de 600 a más de 4000 m de espesor estas condiciones hacen que el contenido de materia orgánica en esta formación sea alto
Formación Pecaya (Cuenca de Falcón)	En afloramientos como en el subsuelo se encuentra sobremadura con valores de Tmax 526° C y Ro >2%. Dicha formación tiene una edad que va Oligoceno-Mioceno y se miden espesores que superan los 2500 m llegando en algunos casos a 4000m
Formación Roblecito (Cuenca Oriental)	De edad Oligoceno, es una unidad de lutita marina que es transicional registra espesores que van de los 460m a los superiores de 2440, esta formación se puede correlacionar con la formación chaguarama en donde estudios geoquímicos encuentran rocas con parámetros de madurez termal y alto contenidos de COT que la hacen candidata a ser yacimiento no convencional
Formación Freitas (Cuenca Oriental)	Espesores que varían de 73 m a 792 metros de edad Mioceno Medio-base del Mioceno Tardío. Constituye un sello principal de reservorios petrolíferos es una formación productora de hidrocarburos estudios arrojan posibilidades de ser también un yacimiento no convencional
Formación Carapita (Cuenca Oriental)	Los espesor de la formación oscilan entre 4500 y 6000 m tiene una edad que va Oligoceno hasta el Mioceno Medio presenta lutitas de color gris oscuro a negro lo cual es indicativo de altos niveles de materia orgánica. Lo que la hace potencial yacimiento no convencional
Formación Vidoño (Cuenca Oriental)	De edad Tardío-Eoceno Temprano tiene lutitas oscuras, ricas en foraminíferos y un ambiente de formación marino profundo, indica de altas concentraciones de material orgánico, esta formación posee espesores que van de 300 m a 800 m
Formación Pagüey (Cuenca)	Tiene una cantidad de COT de alrededor del 2 % aunque es baja esta formación puede catalogarse como un yacimiento no

Barinas-Apure)	convencional, las lutitas son el principal sello de yacimientos petrolíferos de la cuenca de barinas, su edad Eoceno Medio-Eoceno Tardío con espesores desde 350 m hasta 1913 m
Formación Burgüita (Cuenca Barinas-Apure)	Presenta porcentajes de COT que oscilan de 2-2,4%, su edad es de Campaniense superior-Maastrichtiense y registra espesores que van desde los 73 m a 420 m

Ahora bien se debe tomar a consideración que para poder prevenir algún tipo de afecciones ambientales asociadas a la aplicación del fracturamiento hidráulico de lutita se de debe tornar a consideración los siguientes parámetros geológicos

- **Extensión Areal de 30.000 km²**
- **Profundidades 2,0 - 3,5 km**
- **Gradiente de Presión 0,6 - 1,1 psi/ft**
- **Porosidad 4,0 - 12,0 %**
- **Espesor de 30 – 550 m**
- **Espesor Útil 50 – 350 m**
- **Distancia entre el Acuífero y el Yacimiento: 600 m**

Capítulo V

Conclusiones y Recomendaciones

5.1 Conclusiones

En el mundo hay una tendencia a realizar la explotación de los yacimientos no convencionales, si bien es cierto que esta técnica ha generado ampliación de reservas de hidrocarburos, los costos ambientales derivados de la explotación de este tipo de yacimientos ha sido grande debido a la afección al recurso hídrico, emisión de gases de efecto invernadero, la sismicidad por el aumento de la presión en subsuelo generada por la inyección de fluidos y por ultimo y la mas importante los daños causados a las personas así como también de fauna y flora, hace de vital importancia que las empresas petroleras, el estado y las comunidades sepan y evalúen los posibles riesgos generado de la técnica de explotación de yacimientos no convencionales.

Los riesgos asociados a la técnica del fracturamiento hidráulico de lutitas pueden ser prevenidos o minimizados esto con un correcto estudio del proceso y de las condiciones de la zona en la que se localizara el proyecto de explotación.

- Se Identifico el riesgo asociado al Procedimiento del Fracturamiento Hidráulico de lutitas siendo las variables ambientales afectadas: Afecciones en Acuíferos, Consumo de Agua, afecciones por el Fluido de Retorno, Sismicidad Inducida, Emisiones Atmosféricas por emisiones incontroladas afecciones sobre las personas,, afecciones sobre la Biodiversidad .
- En base a la identificación de las afecciones se propusieron medidas para la construcción del pozo, Estudio Hidrogeológico de la zona, red de monitoreo de acuíferos, medidas sobre el uso racionado del agua, sobre el control de las emisiones atmosféricas, y medidas para prevenir afecciones en el ser humano la fauna y la flora

- Se genero un documento guía en base a las experiencias de otros países y tomando en cuenta los indicadores ambientales propuestos

5.2 Recomendaciones

- Realizar un estudio hidrogeológico el cual contenga información concerniente a localización y tipo de acuífero o cuerpo de agua, posibles afecciones a acuíferos o cuerpos de aguas superficiales, posibles conexiones entre cuerpos de agua y demás factores descritos en el presente trabajo especial de grado
- Establecer un red de monitoreo que se encargue de analizar posibles eventos sísmicos asociado a la generación de presiones por la inyección de fluidos en los estratos.
- Implementar una red de estaciones que monitoreen la calidad del aire en la fase pre operacional durante la fase fractura y en proceso de extracción tomando a consideración gases de efecto invernadero y cantidad de partículas en la atmosfera
- Realizar un plan de seguimiento y detección de fugas de gases para así de reducir la emisión.
- Implementar acciones integradas para la preservación y uso racional de los recursos hídricos con el objetivo de asegurar la sostenibilidad a nivel social y ambiental de las áreas donde se desarrolle la técnica.
- Fomentar investigaciones en materia de los impactos y riesgos ambientales asociados al uso de la técnica del fracturamiento hidráulico debido a los potenciales yacimientos no convencionales que posee Venezuela
- Realizar legislaciones que regulen este tipo de explotación de yacimientos no convencionales, tomando en consideración las afecciones que genera en los recursos hídricos, cantidad de agua a utilizar, el riesgos de generar sismicidad

inducida, cantidad de Biota afectada, cantidad de suelo degradado y a las enfermedades asociadas a los químicos usados en los fluidos de perforación

- Impulsar la utilización de tecnologías verdes enmarcadas en los planes desarrollados por la EPA en su programa “Natural Gas STAR Program” de llegarse a implementar la técnica del Fracturamiento Hidráulico de Lutitas en Venezuela
- Concientizar e informar a la sociedad mediante charlas, foros, medios de comunicación masivos el costo/beneficio en cuanto a materia ambiental sobre la aplicación de la técnica de fracturamiento hidráulico de lutitas en Venezuela

Debido al gran número de yacimientos convencionales existentes en la geografía de Venezuela aunado al hecho de los elevados costos de producción de un barril de hidrocarburo no convencional al gran número de afecciones sobre el ambiente que se asocian a la técnica del Fracturamiento Hidráulico de Lutitas se recomienda la no aplicación en el país

Referencias

Asociación Colombiana del Petróleo. ACP 2014 Requerimientos Técnicos de la Estimulación Hidráulica

Ali Chaureuf Afghoul Zakum Development Company ZADCO. Abu Dhabi Emiratos Árabes Tubería Flexible: Próxima Generación 2012. 22p

Alvaro L Nsolo M Marzo 2013 Evaluación Ambiental de las Tecnologías de Recuperación de gas en Formaciones No Convencionales. Escuela Tecnica Superior de Ingenieros de Minas y Energía 71 p

Blanca A 2010 .Fracturamiento Hidráulico Multietapas.Trabajo Especial de Grado Universidad Autónoma de México, México DF 153p

BJ Services Company S.A. Handbook Hydraulic Fracturing,1986.

Cesar J Hernández M Jhoan D Soto P. 2009 Evaluación del Proceso de Fracturamiento Hidráulico aplicado a algunos pozos del Campo Yarigui-Cantagallo Universidad Industrial de Santander 182 p

Desheng Hun, Shengqing Xu 9 de Abril 2013 China. Oportunidades, desafíos y opciones de política para China en el desarrollo del gas de lutita 20p

Donald N Burh Aspect abundant Shale, LP Denver Colorado. Monitoreo y Divergencia delos tratamientos de Fracturamiento Hidraulico 14p

Gobierno Autónomo de Castilla 2007 Castilla-España. Procedimiento de Evaluación Ambiental de Proyectos En Castilla-La Mancha Marzo 2007. 29p

J.O. Jaber, S. D. Probert 1999 Jordania Evaluación del impacto ambiental para la planta propuesta generación tri-integrada de petróleo de lutitas 320p

<http://www.ipieca.org/energyefficiency/solutions/78161>

Lucas Vadillo Fernandes 2013 Madrid España Recomendaciones Ambientales en la con las medidas Preventivas y Correctoras a Considerar en Proyectos relacionados con la exploración y Explotación de Hidrocarburos mediante técnicas de Fractura Hidráulica. Instituto Geológico y Minero de España Ministerio de Agricultura Alimentación y Medio Ambiente de España 101p

LU Shuangfang, HUANG Wenbiao¹, CHEN Fangwen¹, LI Jijun, WANG Min, XUE Haitao¹, WANG Weiming, CAI Xiyuan 2 de abril del 2012 china. Criterios de clasificación y evaluación de los recursos del Petróleo y Gas de Luita: discusión y aplicación Criterios de clasificación y evaluación de los recursos de Petróleo y gas de lutita: discusión y aplicación 33p

Mario Bellabarba ,Helene Bulte-Loyer .Aseguramiento del aislamiento zonal mas allá de la vida productiva del pozo 2013 14p

Mascaro C.2015 Introduccion a los Proyectos de Ingenieria. Presentacion HIM Proyectos y Consultorias

Miguel A Aguirre R 2012 Madrid España Los sistemas de indicadores ambientales y su papel en la información e integración del medio ambiente Ministerio de Medio Ambiente 47 p

Ministerio de Hidrocarburos de Bolivia Reglamento Octubre 2005 Decreto N° 28397 Normas Técnicas y de Seguridad de Exploración y Explotación de Hidrocarburos 16 p

Myers, T. 2012. Potential Contaminated Pathways from Hydraulically Fractured Shale to Aquifers. *Ground Water*. Volume 50.

North Carolina Department of Environment and Natural Resources Dee Freeman, Secretary. 2012. *The Potential Social Impacts of Shale Gas Development in North Carolina*.

NRC. 2012. Induced seismicity potential in energy technologies. National Research Council of the National Academies: Washington DC. <http://i2.cdn.turner.com/cnn/2012/images/06/15/induced.seismicity.prepublication.pdf>

NTP 244: Criterios de valoración en Higiene Industrial.

New York State Department of Environmental Conservation. Division of Mineral Resources. 2009. DRAFT. Supplemental Generic Environmental Impact Statement On The Oil, Gas and Solution Mining Regulatory Program.

Oil/Gas Drilling—Myths v. Reality. NEOGAP (Network for Oil & Gas Accountability and Protection). <http://www.neogap.org/neogap/wp-content/uploads/2012/02/1102-Myth-v-Reality-Rev-2-23-12.pdf>

Osborn, S.G., Vengosh, A., Warner, N.R., Jackson, R.B., 2011. Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing. *Proceedings of the National Academy of Sciences* 108, 8172-8176.

Pater, C.J., Baisch, S. 2011. Geomechanical study of Bowland shale seismicity. Synthesis report. 71 pp.

Secretaria de Ambiente de Medio Ambiente y Recursos Naturales 2013 Guía de Criterios Ambientales para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos Contenidos en Lutitas

Susan L. Brantley , Dave Yoxtheimer, Sina Arjmand b, Paul Grieve, Radisav Vidic, Jon Pollak, 10 de junio de 2014 EEUU Impactos en el recurso agua durante el desarrollo de pozos no convencionales de gas de lutita La experiencia de Pennsylvania

Víctor Valdes 2014 Fracturamiento Hidráulico en Yacimientos de Lutitas Colegio de Ingenieros de Ciudad de México.

Propuesta de manual para la Elaboración del Procedimiento de Fracturamiento Hidráulico en Yacimientos No Convencionales

1. Objetivo

Establecer las Medidas de control de las actividades asociadas a la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, mediante la aplicación del fracturamiento hidráulico de lutitas

2. Alcance

Dar las directrices necesarias para prevenir, reducir y corregir las afectaciones que pueda implicar el uso de este método de explotación de yacimientos no convencionales de hidrocarburos en Venezuela

3. Referencias

Constitución de la republica Bolivariana de Venezuela (1999) Art. 127, 128 y 129
Establece un capítulo especialmente dedicado a los derechos ambientales supera con visión sistemática o de totalidad, la concepción de la denominación del término conservación clásica, que sólo procuraba la protección de los recursos naturales

Ley Orgánica del Ambiente

Ley Forestal de Suelos y Aguas (1966)

Ley sobre sustancias, materiales y desechos peligrosos (2001).

Decreto 1.257: Normas sobre Evaluación Ambiental de actividades susceptibles de degradar al ambiente (1996)

Normativas emanadas de la EPA en el Natural Gas STAR Program

Norma Oficial Mexicana NOM-004-SEMARNAT-2002, Protección ambiental – lodos y biosólidos. Especificaciones y límites máximos permisibles de contaminantes para su aprovechamiento y disposición final.

Norma Oficial Mexicana NOM-004-CONAGUA-1996, Requisitos para la protección de acuíferos durante el mantenimiento y rehabilitación de pozos de extracción de agua y para el cierre de pozos en general

Norma Oficial Mexicana NOM-052-SEMARNAT-2005, Que establece las características, el procedimiento de identificación, clasificación y los listados de los residuos peligrosos.

Resolución N° 90341 que establece los requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales

Procedimientos sugeridos en el programa Natural Gas STAR Program de la US Environmental Protection Agency

4. Roles y Responsabilidades

4.1 Operadora Petrolera: tiene como rol realizar los planes de explotación de los yacimientos no convencionales teniendo como consideración las afecciones ambientales derivadas de la aplicación del procedimiento

4.2 Hidrológicas Estatales: tienen como propósito suministrar información sobre los patrones, estados y posibles afecciones de los recursos hídricos que se ven vinculado a la aplicación de la técnica de fracturamiento hidráulico

4.3 Comisión de Ambiente de la Asamblea Nacional: Establecer criterios regulatorios en materia legislativa enmarcados en la protección de los recursos ambientales de la nación

4.4 Autoridad Nacional en Ambiente: Velar por el cumplimiento de las normas ambientales y realizar contraloría a las empresas prestadoras de servicios sobre los daños que las mismas puedan generar.

4.5 Universidades y Centros de Investigación: Fomentar las investigaciones en materia ambiental sobre la explotación de yacimientos no convencionales y las afecciones originadas por la aplicación de técnicas destinadas a tal fin

4.6 Comunidades: Realizar contraloría ciudadana a las operadoras petroleras y de igual forma generar discusiones que fomente la conciencia ambiental para la preservación de los diferentes recursos naturales.

5. Procedimiento

5.1 Sistema de Geo referencia

Cualquier tipo información en materia de mapas, geo localización de yacimientos no convencionales deberán ser registradas ante el Instituto de Cartografía Nacional Simon Bolivar y deberá cumplir los parámetros que este ente disponga.

5.2 Programa de perforación

Para la realización de la perforación de los pozos la operadora petrolera deberá tramitar su permisología a través de la Autoridad Nacional en Ambiente de igual forma dicha solicitud debe ir acompañada con el plan de explotación enmarcado en las normal nacionales e internacionales referente a la protección del ambiente, en el

programa debe contener las coordenadas del pozo, profundidades y demás datos de interés.

La Autoridad Nacional en Ambiente deberá realizar visitas que constaten las condiciones técnicas y ambientales del proyecto

5.3 Estudios Previos a considerar

Se debe tomar en cuenta estudios previos para la elaboración del procedimiento destacando:

- Caracterización geológica del sitio
- Estudio de estado base de los recursos naturales
- Vulnerabilidad ambiental de la zona
- Estudio Hidrogeológico
- Registro de actividad sísmica
- Comportamiento Geomecanico de la formación

5.4 Prueba de Producción

Concluida la actividad en el pozo la empresa prestadora de servicios debe realizar pruebas iniciales de producción, cuyos resultados deberán ser enviados a la autoridad nacional de hidrocarburos con competencia en este tema, para así fiscalizar las actividades de exploración y explotación y si las mismas generaron afecciones al ambiente.

5.5 Consideraciones durante la actividad

Durante el Desarrollo de la exploración, Extracción y Abandono se debe realizar un seguimiento a mediante los indicadores propuestos a continuación:

Indicadores de estado

- **Numero de especies vegetales:** Cantidad y tipo de Plantas existente antes del proceso
- **Numero de especies animales existentes:** Cantidad y tipo de especies de animales que ocupan la zona
- **Cantidad de Nichos Ecológicos:** Numero de Habitas existentes
- **Fisicoquímica del agua de acuíferos:** Parámetros de calidad del agua enmarcados en el decreto 883
- **Nivel de Partículas en el Aire:** Cantidad de partes por millón de partículas en la atmosferas previas a la técnica
- **Composición del suelo:** Niveles de materia Orgánica, desechos previos al proceso.
- **Características Geológicas:** datos sobre Espesor, profundidad, configuración estratigráfica, fallas presentes y su buzamiento.
- **Cantidad de agua disponible en el área:** numero de litros o cm^3 disponibles para el proceso
- **Estado del ciclo integral del agua (si hay cambios en los patrones hidrológicos por conexión de cuerpos de aguas):** Cambio en el Volumen (l o cm^3) del agua
- **Presión de Poros Natural en el yacimiento:** cantida de presión del yacimiento en psi/pie
- **Numero de personas próximos a los pozos:** Cantidad de personas que viven cerca del area
- **Estadísticas de salud de los habitantes antes de la realización de la Técnica:** Numero y Tipos de enfermedades previas a la aplicación de la técnica

Indicadores de Presión

- **Variación del Ph:** Cambios en los niveles de alcalinidad o acidez del agua
- **Sólidos totales disueltos:** Cantidad de partículas en partes por millón presentes en el agua
- **Cantidad de m² de áreas naturales afectadas:** Numero de m² que
- **Cantidad de suelo removido:** Numero de m² que son removidos en la instalación del pozo
- **Alteración de la propiedades del aire:** Niveles de: partículas, Gases de efecto invernadero, presencia de hidrocarburos gaseosos
- **Numero de especies de fauna y flora desplazada o reubicada:** Numero y tipo de especies que fueron desplazadas por la actividad
- **Cantidad de agua empleada:** Numero de l o cm³ a utilizar en la aplicación del proceso
- **Actividad sísmica en el área:** Numero de eventos sísmicos donde se diga intensidad y frecuencia de los mismos
- **Cantidad de residuos o desechos procedentes de las instalaciones:** Se refiere a la cantidad de m², l de los remanentes de la actividad
- **Registros de Presiones Inducida:** Cantidad de psi/pie³ a la que se somete la formación
- **Cantidad fluido de retorno filtrado:** Numero de l o cm³ del fluido que retorna a la superficie
- **Composición del fluido de retorno:** Cantidad y Tipos de Elementos químicos presentes en el fluido
- **Volumen de agua extraída de los acuíferos o de fuentes superficiales:** numero de l o cm³ de agua que se sustraen de los cuerpos de agua de la zona
- **Longitud de la Fractura:** cantidad de cm o m que ocupa la fractura generada en la formación

- **Cantidad de Roturas y vertidos:** cantidad de cm^3 que se escapan de las tuberías y equipos
- **Densidad de pozos:** Numero de pozos por Km^2
- **Cantidad de personas que migraron por la aplicación de la técnica:** Numero de personas que se mudaron de sus poblados debido a la aplicación de la técnica
- **Enfermedades asociadas a la implementación de los químicos:** Numero de patologías asociadas a los químicos usados en el área por la aplicación de la técnica

Indicadores de Respuesta

- **Aislamiento de acuíferos (cantidad liquido filtrado):** plan de acción para evitar el daño a los acuíferos monitoreo y adecuación de revestimientos y tuberías
- **Reducción de emisión de gases Tóxicos:** mediante planes de seguimiento de fuga y quema controlada de gases
- **Reportes Periódicos sobre la calidad de los acuíferos:** Informe de los parámetros que establece el decreto 883
- **Registros de actividad sísmica (intensidad y frecuencia):** Informes de la cantidad de eventos sísmicos con su intensidad y frecuencia próximos para dictaminar el cese de la operación
- **Reportes sobre la cementación del pozo:** Numero de fallas, escapes o roturas que pueda presentar los revestidores
- **Recuperación de áreas erosionadas:** Numero de especies sembradas en la zona afectada que ayude a recuperar la cubierta orgánica del terreno
- **Cementación de la zona entre el agujero perforado y la carcasa circundante:** Cantidad de cm de cementados entre la formación y el pozo

- **Reutilización del fluido de inyección y reducción de volúmenes de fluidos:** Numero de l o cm³ que son reutilizados
- **Maximizar la vida útil del pozo y disminuir la cantidad de pozos tasa de rendimiento por pozo:** cantidad de barriles por pozo en el menor tiempo posible
- **Cantidad de foros, conferencias, publicaciones etc., sobre el fracturamiento hidráulico para la opinión pública:** Numero de Información a través foros, conferencias, publicaciones
- **Cantidad de investigaciones generadas sobre el fracturamiento hidráulico:** Números de tesis, Manuales técnicos que busquen prevenir las afecciones originadas por la técnica

5.6 Recolección de datos

Es de carácter obligatorio llevar un registro de actividades de la operación, dicho registro deberá estar disponible en cada localización para la Autoridad Nacional en Ambiente tengan acceso a ella. En dicho registro se debe llevar la siguiente información

- Cantidad de agua utilizada por pozo.
- Nombre, uso y cantidad de químicos aplicados en las actividades de perforación y fracturamiento.
- Resultados de plan de monitoreo a tanques de químicos, para comprobar que no presenten fugas o daños.
- Cantidad de fluido de retorno.
- Presión para fracturamiento.
- Longitud de la Fractura.
- Datos de Sismicidad.

- Condiciones del pozo.
- Volumen generado por mes y tipo de tratamiento o disposición aplicado a cada tipo de residuo.
- Registro de presiones y de volúmenes de los residuos de perforación y fracturamiento inyectados para su disposición final.
- Tratándose de residuos peligrosos, nombre del residuo, características de peligrosidad, nombre del generador, volumen de generación, fechas de generación y disposición, así como los volúmenes de transferencia para tratamiento y disposición final y los datos generales de los responsables del transporte y tratamiento.

5.7 Tratamiento de Residuos

En cuando a los residuos generados por la exploración, perforación, extracción, o cierre y abandono del proyecto, se deben identificar, clasificar, someter a un plan de manejo integral cumpliendo con lo dispuesto en la normativa legal vigente.

5.8 Suministro de agua

La empresa prestadora del servicio debe definir la fuente que suministrará el agua para la extracción de los hidrocarburos contenidos en lutitas, esto en base la disponibilidad de agua de las cuencas o acuíferos siempre y cuando esto no afecta la integridad de dichos reservorios de agua, para minimizar el uso de estos cuerpos agua se deberá tratar el fluido de retorno para su posterior reutilización.

5.9 Vulnerabilidad

De existir posibilidad riesgo de afección asociada a la actividad de aprovechamiento de yacimientos no convencionales. Se debe evitar la aplicación de técnicas destinadas

a la exploración y explotación que pongan riesgo las condiciones de los estratos geológicos a intervenir, en términos de su impermeabilidad, estabilidad, vulnerabilidad de los acuíferos, fallas sísmicas activas, ya que esto puede provocar problemas de resistencia y hermeticidad en los pozos.

5.10 Acciones

- La operadora petrolera de servicio instalara sistemas de retención, reutilización y recuperación de agua, con el propósito prevenir y controlar la contaminación de los suministros de agua del país
- La distancia entre pozos de producción debe ser de 3 km y entre un pozo y una zona ABRAE de 1,5 km
- La operadora petrolera de servicio realizara acciones en pro la de remoción, limpieza y remediación de las afecciones causadas por derrames de contaminantes.
- Se adoptaran las medidas necesarias para mitigar la dispersión de polvos y partículas en las etapas del procedimiento. Las bateas de los camiones que transporten material susceptible de generar polvos, deben estar cubiertas con lonas para evitar la dispersión de partículas. El material no debe sobrepasar la parte superior de las paredes de la batea
- Se debe desarrollar un itinerario de transporte (por transporte de materiales y equipo),el tránsito de camiones y vehículos inherentes a la actividad esto en función de disminuir las emisiones de partículas contaminantes.
- Se debe elaborar un de disposición de los desechos generados en la instalación del emplazamiento al igual de uno de reubicación de especies afectadas por las instalación de los equipos

5.11 Requerimientos pre operacionales

A parte de estudios previos que puedan existir la operadora petrolera de servicios realizara un estudio Hidrogeológico que tome a consideración:

- La ubicación de los estratos generadores de hidrocarburos no convencionales con respecto a los acuíferos y la probable posición y configuración del límite inferior de estos últimos.
- La existencia de otros reservorios de agua a mayores profundidades que sean independientes y pudieran ser posibles fuentes adicionales de agua para el proceso de extracción de gas y/o para los usos comunes del agua.
- Tipo de acuífero, profundidad del mismo, permeabilidad conexión entre acuíferos y demás factores de interés
- La vulnerabilidad al fracturamiento de los estratos comprendidos entre los acuíferos y el yacimiento no convencional.
- Estudio del estado base que guardan los recursos hidrológicos en el área de influencia del yacimientos.

Se instalara una red de monitoreo que estará ubicada en:

- Acuíferos o niveles permeables donde se ubique el pozo o sus áreas próximas
- En las surgencias de aguas u en cada acuífero y materiales permeables que se encuentren incluidos en el área a controlar
- Acuíferos penetrados en el proceso de perforación y los que guardan relación con los mismos (laterales y asociados), aun estando muy alejados del pozo
- Discurrientes de cursos de aguas superficiales en la proximidades del pozo
- Pozos localizados a grandes profundidades, esto con el fin de monitorear los flujos largos, profundos y lentos de los acuíferos que han tenido mucho tiempo en los mismos

- Sistemas de abastecimientos a partir de acuíferos o aguas superficiales en el área a explotar
- Manantiales termales, surgentes relacionados con acuíferos artesianos

De igual manera se debe disponer de una red de monitoreo sísmico en la proximidad de la superficie y a profundidad para poder registrar ocurrencia de eventos sísmicos

5.12 Procedimiento de Revestimiento

La operadora petrolera debe tener como meta principal es aislar el pozo con respecto al medio exterior evitando así el contacto entre fluidos y posibles migraciones no controladas. Es por ello que los Revestidores deberán cumplir los siguientes criterios:

Revestimiento conductor y superficial:

- Ambos revestimiento deben cementarse hasta la superficie
- La cementación debe ser hecha usando la metodología de bombeo y sello esto para el asentamiento del cemento
- El revestimiento superficial debe ser hasta una profundidad no menor de 46 metros por debajo del acuífero apto para el consumo mas profundo localizado en los estudios Hidrogeológicos
- En el caso de localización de acuíferos salinos próximos a acuíferos aptos para el consumo se deberá se deberá colocar el revestimiento superficial antes de ese condicionamiento geológico para de esta manera aislar el acuífero para el consumo con la siguiente etapa de revestimiento y cementación
- La colocación del revestimiento de superficial se realizara con un traslape de 5% de la profundidad del siguiente revestimiento proyectado a menos que otras condiciones dictaminen que esta medida no debe ser tomada
- Realizar pruebas de presión al revestimiento

- En el caso de que el cemento no circule hacia la superficie durante el proceso inicial de cementación o haya alguna cementación defectuosa se notificara por escrito a la Autoridad Nacional en Ambiente para su fiscalización con un plan correctivo y de igual forma se suspenden las operaciones de perforación hasta que el revestimiento este cementado correctamente.
- Dentro de los 4 metros siguientes a la perforación del zapato del revestimiento superficial se deben hacer pruebas de integridad de la formación para de esta forma establecer la presión inicial de ruptura de la formación en el zapato esto se hará en pozo por cada arreglo
- El diseño a la resistencia compresiva debe de 300 psi en veinticuatro horas y de 800 psi en setenta y dos horas

Revestimiento intermedio:

- Se cementara hasta un mínimo de 153 metros por encima del zapato del mismo si las condiciones de la formación lo permite de caso contrario se notificara mediante un informe justificativo
- El método de cementado a implementar será el de bombeo y sello o alguno con metodología similar
- Realizar pruebas de presión al revestimiento
- En caso de presentarse cementación defectuosa se notificara por escrito a la Autoridad Nacional en Ambiente para su fiscalización con un plan correctivo y de igual forma se suspenden las operaciones de perforación hasta que el revestimiento este cementado correctamente.
- Si ha atravesado áreas que contienen hidrocarburos o fluidos corrosivos el revestimiento debe ser cementado de forma tal que sea aislado la totalidad de los horizontes productivos y de esta forma prevenir algún tipo de migración de fluidos dentro del espacio anular

- Para constatar la calidad de la cementación se deben realizar registro tipo CBL esto en cualquier área del revestimiento que este en contacto con hidrocarburos o fluidos corrosivos, dichos registros deberán ser enviados a la Autoridad Nacional en Ambiente para su fiscalización y respectivo análisis e interpretación
- Dentro de los 4 metros siguientes a la perforación del zapato del revestimiento superficial se deben hacer pruebas de integridad de la formación para de esta forma establecer la presión inicial de ruptura de la formación en el zapato y de igual forma establecer la máxima presión a aplicar de ruptura de formación en el zapato. Esto se realizara en mínimo un poco por cada arreglo
- El diseño a la resistencia compresiva debe de 300 psi en veinticuatro horas y de 800 psi en setenta y dos horas

Revestimiento Productor:

- Se cementara hasta un mínimo de 153 m por encima del zapato del mismo si las condiciones de la formación lo permite de caso contrario se notificara mediante un informe justificativo
- El método de cementado a implementar será el de bombeo y sello o alguno con metodología similar
- El revestimiento de producción en pozos horizontales se debe seguir lo paramentos anteriormente descritos, las zonas de producción deberán ser aisladas utilizando empaques esto queda a decisión de la empresa prestadora de servicios esto con el objetivo de hacer el sellamiento de las zonas productivas en el anular del revestidor de producción, y se debe cementar 154 m como mínimo por encima de la zona productiva mas superficial.
- El diseño a la resistencia compresiva debe de 300 psi en veinticuatro horas y de 800 psi en setenta y dos horas

- Para constatar la calidad de la cementación se deben realizar registro tipo CBL esto en cualquier área del revestimiento que este en contacto con hidrocarburos o fluidos corrosivos, dichos registros deberán ser enviados a la Autoridad Nacional en Ambiente para su fiscalización y respectivo análisis e interpretación
- Realizar pruebas de presión al revestimiento
- En caso de presentarse cementación defectuosa se notificara por escrito a la Autoridad Nacional en Ambiente para su fiscalización con un plan correctivo y de igual forma se suspenden las operaciones de perforación hasta que el revestimiento este cementado correctamente.

5.13 Procedimiento para el Fracturamiento Hidráulico

Para el aprovechamiento de los yacimientos no convencionales mediante la técnica del fracturamiento hidráulico de lutitas se deben tomar a consideración el siguiente procedimiento

- Se debe realizar pruebas de presiones al conjunto de revestidores implicados en el proceso de fracturamiento hidráulico de lutitas
- Mediante el monitoreo de la presión en el espacio anular de los revestidores se deberá constatar que la dichas presiones no sobrepasen los 200 psi de ser así se debe suspender el proceso y se debe notificar inmediatamente a la Autoridad Nacional de Ambiente para que realicen las actividades de fiscalización
- En el caso en que las presiones indiquen que existe conexión entre los fluidos de fractura y los espacios anuales de los revestidores se deberá suspender el proceso, se notificara a la Autoridad Nacional de Ambiente y se realizara acciones correctivas, notificar las evidencias de éxito de dichas acciones para la posterior reanudación del proceso

- Bajo ninguna circunstancia la distancia entre el fracturamiento hidráulico y un acuífero aprovechable será menor 5 veces el radio de fractura calculado en el modelaje Geo mecánico.
- No esta permitido la aplicación del fracturamiento hidráulico en yacimientos que estén a menos de 200 m de pozos de agua que estén construidos para el aprovechamiento del ser humano
- Se debe presentar un informe detallado a la Autoridad Nacional en Ambiente y la Comisión de Ambiente de la Asamblea nacional en cual se describa: el cantidad y composición del fluido de fractura, presiones estimadas de fractura, radio de fractura por cada etapa, altura de cementación, análisis de resistencias de los revestidores, fallas geológicas, suministros de agua potable, registros de sismicidad y demás estudios que se consideren necesarios
- Se debe realizar un informe de riesgo que debe presentarse a la Autoridad Nacional de Ambiente y a la comisión de ambiente de la asamblea nacional que conlleve análisis de riesgo en función a intercomunicación de pozos, migración de fluidos, sismicidad desencadenada para que asi las empresas prestadora de servicio diseñen `planes de mitigación de estas afecciones
- No se aplicara el fracturamiento hidráulico a una distancia menor de 1 km de una falla geológica activa, sobre si la misma esta en el basamento y buza hacia el interior del campo
- Se debe monitorear los siguientes aspectos durante el desarrollo de la técnica: presión del anular, material radioactivo de origen natural que puede estar contenido en los lodos de perforación, fluidos de retorno, agua de producción si las lecturas arrojan niveles no aceptados en las normativas vigentes se deberá realizar un plan para el tratado de residuos y desechos
- De presentarse un evento sísmico cuya magnitud sea igual o mayor a 4 en la escala de Richter y el cual su epicentro este en una zona de radio entorno a lugar donde se esta aplicando la técnica de fracturamiento hidráulico se de 2 veces la profundidad del pozo y a una profundidad epicentral de 16 km según el reporte de FUNVISIS se deberá suspender las operaciones de fracturamiento hidráulico, se deberá verificar si existe correlación entre el evento sísmico y la actividad y aplicar medidas correctivas de igual forma se

debe informar al ministerio de Ecosocialismo y agua sobre dicha evento sísmico

5.14 Cierre y Abandono del Pozo

- Se deberá cementar completamente el pozo para evitar fluctuaciones de líquidos y posibles daños al terreno
- Una vez finalizado el aprovechamiento del yacimiento no convencional, se debe realizar la limpieza del sitio, esto con el propósito de prevenir contaminación de las zonas próximas, los residuos generados se deben manejar y disponer de acuerdo a la normativa legal vigente; en caso de que se detecte contaminación del suelo se debe realizar un plan correctivo conjuntamente con la Autoridad Nacional en Ambiente
- Concluido el proceso de explotación se debe restaurar el área ocupada hasta alcanzar el Estado Base
- La operadora petrolera, la comisión de ambiente de asamblea nacional y la Autoridad Nacional de Ambiente deberán hacer un monitoreo de la hermeticidad de los pozos, así como de la calidad del agua de los acuíferos circundantes, cada año y hasta por un periodo de 10 años posterior al cierre y abandono de la actividad de aprovechamiento.