



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva, 24 DE ENERO DEL 2020

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

JENNIFER STEPHANIE BALANTA MUÑOZ, con C.C. No. 1088305472,

DIANA CAOLINA SALAZAR CANO, con C.C. No. 1075251398,

Autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado, titulado, REVISIÓN DOCUMENTAL DEL USO, MANEJO Y TRATAMIENTO DEL AGUA EN PROCESOS DE FRACTURAMIENTO EN COLOMBIA, presentado y aprobado en el año 2020 como requisito para optar al título de INGENIEROS DE PETROLEOS;

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que, con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que, de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, “Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores” , los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

Vigilada Mineducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional [www.usco.edu.co](http://www.usco.edu.co), link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

EL AUTOR/ESTUDIANTE: JENNIFER STEPHANIE BALANTA MUÑOZ

FIRMA.

EL AUTOR/ESTUDIANTE: DIANA CAROLINA SALAZAR CANO

FIRMA.



**TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO:** Revisión Documental Del Uso, Manejo y Tratamiento Del Agua En Procesos De Fracturamiento En Colombia.

**AUTOR O AUTORES:**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Balanta Muñoz	Jennifer Stephanie
Salazar Cano	Diana Carolina

**DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Vargas Castellanos	Constanza

**ASESOR (ES):**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Muñoz Quijano	Ingrid Natalia
Galindo	José Miguel

**PARA OPTAR AL TÍTULO DE:** Ingenieros De Petróleos

**FACULTAD:** Ingeniería

**PROGRAMA O POSGRADO:** Petróleos



CIUDAD: Neiva AÑO DE PRESENTACIÓN: 2020 NÚMERO DE PÁGINAS: 115

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

Diagramas\_X\_\_ Fotografías\_X\_\_ Grabaciones en discos\_\_\_ Ilustraciones en general\_X\_\_ Grabados\_\_\_  
Láminas\_\_\_ Litografías\_\_\_ Mapas\_X\_\_ Música impresa\_\_\_ Planos\_\_\_ Retratos\_\_\_ Sin ilustraciones\_\_\_  
Tablas o Cuadros\_X

SOFTWARE requerido y/o especializado para la lectura del documento: NO

MATERIAL ANEXO:

PREMIO O DISTINCIÓN (En caso de ser LAUREADAS o Meritoria):

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1.	Fracking	Fracking	6. Reciclaje de fluidos	Fluid recycling
2.	Yacimientos no Convencionales		Non-conventional deposits	
3.	Flujo de retorno	Flowback		
4.	Apuntalante	Proppant		
5.	Aditivos químicos	Chemical additives		

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

En este documento se plasma una revisión documental donde se da una visión general de los yacimientos no convencionales haciendo énfasis en la tecnología del fracturamiento hidráulico, con el objetivo de reunir las prácticas que se llevan a cabo sobre la cantidad, calidad, y origen de las aguas usadas en Colombia para dicha tecnología. Cabe resaltar que en Colombia hasta el momento no se ha realizado fracking, es decir actividades de estimulación hidráulica multietapa en pozos horizontales en yacimientos no convencionales.

Durante los últimos 40 años, según los expertos en el tema, se han realizado muchos trabajos de estimulación hidráulica en pozos verticales en los departamentos de meta,



Putumayo, Huila, Santander, Norte de Santander, la Guajira y Cesar, sin que los acuíferos, disponibilidad de agua o salud pública hayan sido comprometidos. Para realizar dichas prácticas se tienen en cuenta la experiencia y los trabajos realizados en Estados Unidos y otros países donde las prácticas del fracturamiento hidráulico y fracking están más avanzadas.

La revisión documental realizada abarca a nivel general los temas de yacimientos no convencionales, tecnologías que hacen posible la extracción de los hidrocarburos no convencionales haciendo énfasis en la práctica del fracturamiento hidráulico. Es claro que para llevar a cabo estas prácticas de estimulación o fracking es necesario hacer uso del agua ya que es un componente principal del fluido de fracturamiento, adicional a esto se hace referencia a los aditivos que hacen posible que un fracturamiento hidráulico sea eficaz y efectivo.

Es importante que además de tener en cuenta el origen y la disposición del agua para realizar un proceso de fracturamiento hidráulico se tengan en consideración tratamientos para el flowback, pues este fluido puede ser reutilizado en otros procesos de fracturamiento contribuyendo así a la conservación de las fuentes hídricas de nuestro país, por eso en este documento se presenta el manejo y disposición final que se le da en Colombia y en otros países al flowback.

Para terminar se presentan algunos casos de estudio donde se muestra que el fracturamiento hidráulico como estimulación, ha generado grandes resultados aumentando la producción de hidrocarburos de los principales yacimientos de Colombia. El trabajo no termina aquí, queda mucho por realizar, Colombia hasta ahora es principiante en el tema del fracking y se espera que en los próximos años los avances en la normatividad y la técnica sigan avanzando, así como también en el tema de la cantidad, calidad y origen del agua para dicha práctica.



DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO

**CÓDIGO**

**AP-BIB-FO-07**

**VERSIÓN**

**1**

**VIGENCIA**

**2014**

**PÁGINA**

**4 de 6**

**ABSTRACT:** (Máximo 250 palabras)



This document presents a documentary review that gives an overview of non-conventional deposits with emphasis on hydraulic fracturing technology, with the aim of gathering the practices that are carried out on the quantity, quality, and origin of the waters used in Colombia for such technology. It should be noted that in Colombia so far no fracking has been carried out, that is, multistage hydraulic stimulation activities in horizontal wells in non-conventional deposits.

During the last 40 years, according to experts in the field, many hydraulic stimulation works have been performed in vertical wells in the departments of Meta, Putumayo, Huila, Santander, Norte de Santander, La Guajira and Cesar, without the aquifers, water availability or public health have been compromised. To carry out these practices, experience and work performed in the United States and other countries where hydraulic fracturing and fracking practices are more advanced are taken into account.

The documentary review carried out covers, in general, the topics of non-conventional deposits, technologies that make it possible to extract non-conventional hydrocarbons, with emphasis on the practice of hydraulic fracturing. It is clear that to carry out these stimulation or fracking practices it is necessary to make use of water since it is a main component of the fracturing fluid, in addition to this reference is made to the additives that make it possible for a hydraulic fracturing to be effectual and effective.

It is important that in addition to taking into account the origin and disposition of the water to perform a hydraulic fracturing process, flowback treatments are considered, as this fluid can be reused in other fracturing processes contributing to the conservation of water sources in our country, that is why this document presents the management and final disposition that is given in Colombia and in other countries to the flowback.

Finally, some case studies are presented where it is shown that hydraulic fracturing as stimulation has generated great results, increasing the production of hydrocarbons from the main deposits in Colombia. The work does not end here, much remains to be done, Colombia so far is a beginner in the fracking issue and it is expected that in the coming years the advances in regulations and technique will continue to progress, as well as in the topic of quantity, quality and origin of water for such practice.



APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado: Constanza Vargas Castellanos

Firma: *Constanza Vargas Castellanos.*

Nombre Jurado: Ingrid Natalia Muñoz Quijano

Firma: *Ingrid N. Muñoz Quijano*

Nombre Jurado: José Miguel Galindo

Firma: *José Miguel Galindo*



**REVISION DOCUMENTAL DEL USO, MANEJO Y TRATAMIENTO DEL AGUA EN  
PROCESOS DE FRACTURAMIENTO EN COLOMBIA**



UNIVERSIDAD  
**SURCOLOMBIANA**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**NEIVA-HUILA**

**2019**

**REVISION DOCUMENTAL DEL USO, MANEJO Y TRATAMIENTO DEL AGUA EN  
PROCESOS DE FRACTURAMIENTO EN COLOMBIA**

**JENNIFER STEPHANIE BALANTA MUÑOZ**

**DIANA CAROLINA SALAZAR CANO**

Proyecto de grado como requisito para optar por el título de Ingenieros de petróleo

Director

Ms. CONSTANZA VARGAS CASTELLANO

Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**NEIVA-HUILA**

**2019**

**REVISION DOCUMENTAL DEL USO, MANEJO Y TRATAMIENTO DEL AGUA EN  
PROCESOS DE FRACTURAMIENTO EN COLOMBIA**

**SEMILLERO DE INVESTIGACIÓN: Operation, Process, Hidrocarbons, Energy and  
Enviroment-GIPE**

**PRESENTADO AL COMITÉ DE PROYECTOS DE GRADO DEL PROGRAMA DE  
INGENIERÍA DE PETROLEOS**

Director\_\_\_\_\_

Msc. CONSTANZA VARGAS CASTELLANOS

Jurado\_\_\_\_\_

Dr. INGRID NATALIA MUÑOZ QUIJANO

Jurado\_\_\_\_\_

Ing. JOSE MIGUEL GALINDO

## DEDICATORIA

El presente trabajo de grado lo dedicamos principalmente a Dios, por ser el inspirador y por darnos la fuerza para perseverar en este proceso a pesar de las dificultades y poder obtener uno de los anhelos más deseados en esta etapa de nuestras vidas.

A nuestros padres, por su amor, trabajo y sacrificio en todos estos años, gracias a ustedes hemos logrado llegar hasta aquí y convertirnos en lo que somos.

A nuestros hermanas (os) por estar siempre presentes, acompañándonos y por el apoyo moral, que nos brindaron a lo largo de esta etapa de nuestras vidas.

A todas las personas que nos han apoyado y han hecho que el trabajo se realice con éxito en especial a aquellos que nos abrieron las puertas y compartieron sus conocimientos. Es gratificante y a la vez emocionante contar con personas tan valiosas que hacen que seamos cada día mejores.

## AGRADECIMIENTOS

Al finalizar este trabajo queremos agradecer a Dios por todas sus bendiciones, a nuestros Padres que han sabido darnos su ejemplo de trabajo y honradez y nos han apoyado durante estos años de aprendizaje.

Agradecemos la ayuda que muchas personas y colegas nos han prestado durante el proceso de la carrera y este trabajo. A nuestra Directora, Constanza Vargas, por habernos orientado en todos los momentos que necesitamos sus consejos, por habernos animado en los momentos más críticos y por apoyarnos en todo nuestro proceso de crecimiento humano, intelectual y profesional.

A todos nuestros amigos y futuros colegas que nos ayudaron de una manera desinteresada, gracias infinitas por toda su ayuda y buena voluntad.

Agradecemos también a nuestros jurados y a la Universidad Surcolombiana, pues es sus establecimientos aprendimos a ser mejores personas, estudiantes y crecimos profesionalmente, fue nuestro segundo hogar.

## RESUMEN

En este documento se plasma una revisión documental donde se da una visión general de los yacimientos no convencionales haciendo énfasis en la tecnología del fracturamiento hidráulico, con el objetivo de reunir las prácticas que se llevan a cabo sobre la cantidad, calidad, y origen de las aguas usadas en Colombia para dicha tecnología. Cabe resaltar que en Colombia hasta el momento no se ha realizado fracking, es decir actividades de estimulación hidráulica multietapa en pozos horizontales en yacimientos no convencionales.

Durante los últimos 40 años, según los expertos en el tema, se han realizado muchos trabajos de estimulación hidráulica en pozos verticales en los departamentos de meta, Putumayo, Huila, Santander, Norte de Santander, la Guajira y Cesar, sin que los acuíferos, disponibilidad de agua o salud pública hayan sido comprometidos. Para realizar dichas prácticas se tienen en cuenta la experiencia y los trabajos realizados en Estados Unidos y otros países donde las prácticas del fracturamiento hidráulico y fracking están más avanzadas.

La revisión documental realizada abarca a nivel general los temas de yacimientos no convencionales, tecnologías que hacen posible la extracción de los hidrocarburos no convencionales haciendo énfasis en la práctica del fracturamiento hidráulico. Es claro que para llevar a cabo estas prácticas de estimulación o fracking es necesario hacer uso del agua ya que es un componente principal del fluido de fracturamiento, adicional a esto se hace referencia a los aditivos que hacen posible que un fracturamiento hidráulico sea eficaz y efectivo.

Es importante que además de tener en cuenta el origen y la disposición del agua para realizar un proceso de fracturamiento hidráulico se tengan en consideración tratamientos para el flowback, pues este fluido puede ser reutilizado en otros procesos de fracturamiento contribuyendo así a la conservación de las fuentes hídricas de nuestro país, por eso en este documento se presenta el manejo y disposición final que se le da en Colombia y en otros países al flowback.

Para terminar se presentan algunos casos de estudio donde se muestra que el fracturamiento hidráulico como estimulación, ha generado grandes resultados aumentando la producción de hidrocarburos de los principales yacimientos de Colombia. El trabajo no termina aquí, queda mucho por realizar, Colombia hasta ahora es principiante en el tema del fracking y se espera que en los próximos años los avances en la normatividad y la técnica sigan avanzando, así como también en el tema de la cantidad, calidad y origen del agua para dicha práctica.

**Palabras Clave:** Fracking; yacimientos no convencionales; flujo de retorno; apuntalante; aditivos químicos; reciclaje de fluidos.

## ABSTRACT

This document presents a documentary review that gives an overview of non-conventional deposits with emphasis on hydraulic fracturing technology, with the aim of gathering the practices that are carried out on the quantity, quality, and origin of the waters used in Colombia for such technology. It should be noted that in Colombia so far no fracking has been carried out, that is, multistage hydraulic stimulation activities in horizontal wells in non-conventional deposits.

During the last 40 years, according to experts in the field, many hydraulic stimulation works have been performed in vertical wells in the departments of Meta, Putumayo, Huila, Santander, Norte de Santander, La Guajira and Cesar, without the aquifers, water availability or public health have been compromised. To carry out these practices, experience and work performed in the United States and other countries where hydraulic fracturing and fracking practices are more advanced are taken into account.

The documentary review carried out covers, in general, the topics of non-conventional deposits, technologies that make it possible to extract non-conventional hydrocarbons, with emphasis on the practice of hydraulic fracturing. It is clear that to carry out these stimulation or fracking practices it is necessary to make use of water since it is a main component of the fracturing fluid, in addition to this reference is made to the additives that make it possible for a hydraulic fracturing to be effectual and effective.

It is important that in addition to taking into account the origin and disposition of the water to perform a hydraulic fracturing process, flowback treatments are considered, as this fluid can be reused in other fracturing processes contributing to the conservation of water sources in our country, that is why this document presents the management and final disposition that is given in Colombia and in other countries to the flowback.

Finally, some case studies are presented where it is shown that hydraulic fracturing as stimulation has generated great results, increasing the production of hydrocarbons from the main deposits in Colombia. The work does not end here, much remains to be done, Colombia so far is a beginner in the fracking issue and it is expected that in the coming years the advances in regulations and technique will continue to progress, as well as in the topic of quantity, quality and origin of water for such practice.

**Keywords:** Fracking; non-conventional deposits; flowback; proppant; chemical additives; fluid recycling.

## TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCION .....	17
1. OBJETIVOS .....	18
1.1 OBJETIVO GENERAL:.....	18
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS: .....	18
2. GENERALIDADES DE LOS YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS .....	19
2.1 ORIGEN DE LOS HIDROCARBUROS .....	19
2.2 SISTEMA DEL PETROLEO Y SUS ELEMENTOS .....	19
2.2.1 Roca generadora.....	20
2.2.2 Roca almacenadora. ....	20
2.2.3 Roca sello.....	20
2.2.4 Trampa. ....	20
2.2.5 Migración.....	20
2.2.6 Sincronía .....	21
2.3 YACIMIENTOS CONVENCIONALES.....	21
2.4 YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES .....	21
3. METODOS DE RECOBRO .....	22
3.1 RECUPERACIÓN PRIMARIA .....	23
3.1.1 Flujo natural. ....	23
3.1.2 Levantamiento artificial. ....	23
Bombeo por Cavidades Progresivas (BCP):.....	23



Bombeo Electrosumergible (BES):.....	24
Bombeo Hidráulico (BH):.....	24
Bombeo Mecánico (BM): .....	24
3.2 RECUPERACIÓN SECUNDARIA .....	25
3.2.1 Inyección de agua. ....	25
3.2.2 Inyección de Gas.....	26
3.3 RECUPERACIÓN TERCIARIA (RECOBRO MEJORADO) .....	27
3.3.1 Métodos térmicos.....	27
3.3.2 Inyección de gases. ....	28
3.3.3 Métodos químicos.....	28
3.3.4 Otros – Microbiológico.....	28
3.4 Recuperación avanzada (IOR) .....	28
3.4.1 Técnicas IOR a nivel de pozo. ....	29
3.4.2 Técnicas IOR a nivel de yacimiento. ....	30
3.4.3 Técnicas IOR superficiales. ....	30
3.4.4 Técnicas IOR administrativas.....	30
4. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.....	30
4.1 CARACTERIZACION DE LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES .....	31
4.1.1 Caracterización estática .....	31
4.1.2 Caracterización dinámica.....	32
4.2 TIPOS DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES.....	32

	10
4.2.1 Aceite pesado (Heavy Oil).....	33
4.2.2 Aceite en lutitas (shale oil). ....	33
4.2.3 Arenas bituminosas (Oil sands). ....	33
4.2.4 Aceite en rocas compactas (Tight Oil).....	34
4.2.5 Shale Gas. ....	34
4.2.6 Tight Gas.....	34
4.2.7 Coal bed Methane. ....	34
4.2.8 Hidratos de metano. ....	34
4.3 AVANCES TECNOLÓGICOS QUE PERMITEN EL DESARROLLO DE LOS NO CONVENCIONALES .....	34
4.3.1 Perforación horizontal.....	34
4.3.2 Fracturamiento de múltiples etapas. ....	35
4.3.3 Microsísmico.....	35
4.3.4 Sísmico 3D.....	35
5. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	35
5.1 UTILIDAD DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	36
5.1.1 Bypass del daño de la formación. ....	37
5.1.2 Extender una ruta. ....	37
5.1.3 Alterar el flujo.....	37
5.2 ESTIMULACIÓN HIDRÁULICA Y FRACKING .....	38
5.2.1 Estimulación Hidráulica.....	38

	11
5.2.2 Fracking. ....	38
5.3 MÉTODO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	39
5.3.1 Características metodológicas.....	39
5.3.1.1 Minifrac.....	42
5.3.2 Etapas en el proceso de fracturamiento hidráulico .....	42
5.3.2.1 Etapa ácida,.....	42
5.3.2.2 Etapa de relleno,.....	42
5.3.2.3 Etapa de secuencia de apuntalamiento,.....	42
5.3.2.4 Etapa de descarga,.....	42
5.4 FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO .....	42
5.4.1 Características del fluido de fracturamiento. ....	42
5.4.2 Consideraciones de diseño. ....	44
5.4.3 Tipos de fluidos fracturantes.....	44
5.4.3.1 Base agua. ....	44
5.4.3.1.1 Water frac.....	45
5.4.3.1.2 Geles lineales. ....	45
5.4.3.1.3 Geles reticulados.....	45
5.4.3.2 Base aceite. ....	45
5.4.3.3 Espumas / poliemulsiones.....	46
5.4.4 Composición. ....	46
5.4.4.1 El agua. ....	48
5.4.4.1.1 Evaluación de los requisitos de agua de origen. ....	49
5.4.4.1.2 Agua superficial. ....	49
5.4.4.1.3 Agua subterránea. ....	50

	12
5.4.4.1.4 Suministros de agua municipal.....	51
5.4.4.1.5 Agua del yacimiento y flowback.....	51
5.4.4.2 Apuntalante.....	51
5.4.4.3 Aditivos químicos.....	52
5.4.5 Procedimiento de fabricación.....	55
5.4.5.1 Ensayos de laboratorio.....	55
5.4.5.2 Equipos.....	56
5.4.5 Procedimientos de fabricación.....	65
6. MANEJO, TRATAMIENTO Y DISPOSICION FINAL.....	66
6.1 FLUJO DE RETORNO – FLOWBACK.....	66
6.1.1 Características del flowback.....	66
6.1.2 Composición del flowback.....	67
6.2 ALMACENAMIENTO DE FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO.....	67
6.3 MANEJO Y DISPOSICIÓN DE FLUIDOS.....	68
6.4 RECICLAJE DE FLUIDOS.....	69
6.4.1 Reciclaje del flowback.....	70
6.4.2 Requisitos de agua de reposición, disponibilidad y calidad.....	70
6.4.2.1 Necesidad de tratar el agua.....	71
6.4.2.2 Tratamientos del flowback.....	73
6.4.3 Agua de producción.....	75
6.4.3.1 Tecnologías de tratamiento.....	75
6.4.3.1.1 Petróleo libre y disperso.....	75
6.4.3.1.2 Total de sólidos suspendidos.....	76

	13
6.4.3.1.3 Control de bacterias. ....	78
6.4.3.1.4 Sólidos disueltos ....	79
6.4.3.1.5 Sales disueltas. ....	80
6.5 DISPOSICIÓN DEL FLUIDO .....	81
7. PROCESOS DE ESTIMULACIÓN HIDRAULICO EN COLOMBIA .....	81
7.1 DESARROLLO HISTÓRICO.....	81
7.2 MITOS IDENTIFICADOS.....	83
7.2.1 Contaminación del agua.....	83
7.2.1.1 Aguas superficiales. ....	83
7.2.1.2 Aguas subterráneas. ....	84
7.2.2 Aumento de la sismicidad.....	85
7.3 EL POTENCIAL DE RESERVAS DEL PAÍS .....	85
7.4 NORMATIVIDAD EN COLOMBIA .....	88
7.5 CASOS DE ESTUDIO .....	94
8. CONCLUSIONES .....	109
9. RECOMENDACIONES.....	109
BIBLIOGRAFIA .....	112

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Valores típicos para la calidad del agua producida en comparación con algunos criterios. ....	70
Tabla 2. Tabla Salinidad (%) y concentraciones (mg / L) de iones inorgánicos seleccionados en agua de mar típica y en agua producida.....	72
Tabla 3. Recuento de la regulación aplicable del fracking .....	93
Tabla 4. Trabajos y resultados realizados en el campo san Francisco.....	95
Tabla 5. Comparación Vaca Muerta y Formación la Luna.....	98
Tabla 6. Consumo de Volumen del agua al 100% de los volúmenes generados por los campos y las PTAR.....	101
Tabla 7. Consumo del volumen del agua al 50% de los volúmenes generados por los campos y las PTAR.....	101
Tabla 8. Consumo del volumen del agua al 20% de los volúmenes generados por los campos y las PTAR.....	102

## LISTA DE ILUSTRACIONES

Ilustración 1. Elementos principales del Sistema petrolero. Fuente: (IPM, 2013) .....	20
Ilustración 2. Yacimiento convencional vs yacimiento no convencional. Fuente: (ACP, 2014) .....	22
Ilustración 3. Clasificación de los tipos de recobro. Fuente: Propia.....	22
Ilustración 4. Propuesta de clasificación de métodos IOR-EOR Fuente: (CNH, 2012)...	29
Ilustración 4. Yacimientos no convencionales. Fuente: (ANH, 2014) .....	30
Ilustración 5. Hidrocarburos líquidos no convencionales. Fuente: (ANH, 2014). .....	33
Ilustración 6. Hidrocarburos gaseosos no convencionales. Fuente: (ANH, 2014). .....	33
Ilustración 7. Clasificación de los hidrocarburos de acuerdo a su grado API. Fuente: (Pérez, 2014) .....	34
Ilustración 8. Ilustración de un pozo no fracturado y uno fracturado. Fuente: (API, 2009) .....	37
Ilustración 9. Método de fracturamiento hidráulico. Fuente: (ACP, 2014) .....	39
Ilustración 10. Aditivos típicos utilizados en la estimulación hidráulica y su uso doméstico común. Fuente: (ACP, 2017).....	48
Ilustración 11. Equipos para el fracturamiento hidráulico. Fuente: (Portal del petróleo, 2019) .....	57
Ilustración 12. Blender. Fuente: (Oilwell Equipments,2016) .....	58
Ilustración 13. Bomba de succión. Fuente: (Uniboost, 2016).....	58
Ilustración 14. Bateas de mezcla. Fuente: (Dorado & Olivares, 2006) .....	59
Ilustración 15. Bombas de descarga Fuente: (Veliz, 2016). .....	59
Ilustración 16. Blender de 100 bbl. Fuente: (Veliz, 2016).....	60
Ilustración 17. Mangueras compuestas para fracturamiento. Fuente: (Rotary Drilling Hose,2016) .....	61
Ilustración 18. Línea de trabajo. Fuente: (Picon, 2007).....	62
Ilustración 19. Unidad de Hidratación. Fuente: (Picon, 2007). .....	63
Ilustración 20. Transportador de agente de sostén. Fuente: (Portal del petróleo, 2019)..	64

Ilustración 21. Fracturador. Fuente: (Portal del petróleo, 2019).....	65
Ilustración 22. Desglose de los componentes químicos del agua producida. Fuente: (Li, 2015) .....	71
Ilustración 23. Tipos de filtros. Fuente: (Mi SWACO, 2011) .....	77
Ilustración 24. Hidrociclón. Fuente: (Mi SWACO, 2011).....	78
Ilustración 30. Parámetros operacionales de diferentes tipos de shale. Fuente: (UN, 2019) .....	100



## INTRODUCCION

El descubrimiento de nuevos yacimientos “convencionales” de petróleo y gas ha declinado en las últimas décadas. Y si bien es verdad que la exploración especialmente en aguas profundas y pozos profundos, así como en regiones remotas ahora habilitadas para su exploración, agrega nuevas reservas y horizontes, el índice de reemplazo de reservas a nivel mundial representa un motivo de preocupación permanente. Ante la madurez de la explotación de los yacimientos de hidrocarburos convencionales, se percibe un renovado interés por el crudo y gas no convencionales, que podrían aumentar las reservas por varias décadas más.

Las energías renovables escalan posiciones, pero todavía no alcanzan porcentajes significativos en nuestra sociedad. La aparición de tecnologías que hacen posible su explotación, favorecen que los yacimientos de hidrocarburos no convencionales cobren interés y se conviertan en el foco de la estrategia de muchos países (incluyendo entre éstos a Colombia) y de las compañías operadoras.

En la actualidad hay una relación directamente proporcional entre el crecimiento de la demanda energética y la declinación de los yacimientos en producción, lo cual ha llevado a tomar en cuenta los yacimientos no convencionales debido a que contienen recursos muy importantes, impulsando así el desarrollo de nuevas tecnologías para estos yacimientos, que son generadas por las grandes compañías a nivel mundial. Por su parte la diferencia entre convencionales y no convencionales radica también en el comportamiento de la producción que proviene del pozo, en la cantidad de pozos necesarios y, en las magnitudes de la inyección de fluidos necesaria. Todo esto determina que las operaciones no convencionales requieran mayores inversiones iniciales que las convencionales; el desarrollo de estos yacimientos abre nuevos desafíos a geólogos, geofísicos, ingenieros y legisladores.

No todas las rocas generadoras tienen petróleo y gas en cantidades iguales ni todas responden de la misma manera a las estimulaciones. Incluso, es posible encontrar diferencias dentro de una misma roca generadora. La heterogeneidad de estas formaciones, los grandes montos de inversión inicial requeridos y los mayores costos operativos, aumentan considerablemente el desafío.

En los últimos años, a medida que la producción de hidrocarburos de yacimientos no convencionales se fue intensificando especialmente en los Estados Unidos, comenzaron a surgir rumores sobre posibles impactos ambientales negativos. La preocupación se centra en el uso de grandes cantidades de agua para la estimulación hidráulica y en la eventual contaminación debido a aditivos químicos que se incorporan en el agua para hacer más eficiente la estimulación del yacimiento. También suelen plantearse dudas sobre la disposición final del agua, y la posibilidad de que puedan ser contaminados los acuíferos superficiales de agua dulce.

Dado lo anterior, el propósito de este documento de orientación es identificar y describir muchas de las mejores prácticas actuales de la industria, utilizadas para minimizar los impactos ambientales asociados con la adquisición, uso, gestión, tratamiento y disposición del agua y otros fluidos asociados con el proceso de fracturamiento hidráulico.

## **1. OBJETIVOS**

### **1.1 OBJETIVO GENERAL:**

Elaborar un documento consolidado del uso, manejo y tratamiento del agua en Colombia, usada como base en el proceso de fracturamiento hidráulico en las actividades de producción de hidrocarburos.

### **1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS:**

Consolidar la información referente a la cantidad, calidad y origen de las aguas usadas convencionalmente en procesos de fracturamiento hidráulico en Colombia.

Consolidar y caracterizar las metodologías de manejo, tratamiento y disposición final de las aguas usadas convencionalmente en procesos de fracturamiento hidráulico en Colombia.

## **2. GENERALIDADES DE LOS YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS**

### **2.1 ORIGEN DE LOS HIDROCARBUROS**

La teoría universalmente aceptada es la conocida como “orgánica”, considera que el petróleo y el gas se generaron en ambientes marinos o lacustres, a partir de material orgánico proveniente de microorganismos, fundamentalmente plancton. A medida que los microorganismos morían, se acumulaban en el lecho de estuarios, mares y lagos, mezclados con otros materiales; una capa sobre otra, en un proceso de miles a millones de años. Los que estaban abajo se iban hundiendo por el peso de nuevos sedimentos acumulados sobre ellos. Estos restos orgánicos, entonces, quedaron sometidos a condiciones de elevada presión y temperatura, en un ambiente de ausencia de oxígeno, en una especie de formidable “cocina geológica”. Luego de millones de años de grandes presiones y temperaturas se empezaron a producir cambios en la materia orgánica, primero se convirtió en un material parafinoso, conocido como “querógeno” para luego transformarse en gas y petróleo; A este proceso se lo conoce como “catagénesis”. La roca en la que se produjo este proceso de sedimentación y transformación se conoce como “roca generadora”. Con el movimiento de la corteza terrestre y el mismo proceso de generación de los hidrocarburos, se fue fisurando la roca madre, dando lugar a que parte de los hidrocarburos migraran hacia otras formaciones, más porosas y permeables. A lo largo de millones de años, los hidrocarburos encontraron en su camino alguna estructura impermeable, llamada “trampa” que les impidió continuar con su desplazamiento. Una vez retenidos por las trampas, los fluidos se ubicaron según su densidad, formando así un yacimiento.

Durante décadas, los exploradores dirigieron sus trabajos hacia las trampas para determinar si había hidrocarburos acumulados, y si estos eran explotables. Es lo que se denomina “explotación convencional”.

Sin embargo, no todos los hidrocarburos abandonaron la roca generadora, gran parte del gas y del petróleo quedó allí. El problema era que no existía una tecnología adecuada para extraerlos en forma económica y sustentable. Es lo que se denomina “explotación no convencional”. (Pérez, 2014)

### **2.2 SISTEMA DEL PETROLEO Y SUS ELEMENTOS**

Antes de diferenciar los yacimientos convencionales y no convencionales, es importante definir los elementos indispensables para generar algún tipo de recurso hidrocarburo del subsuelo. Dichos elementos se encuentran en el sistema petrolero.

Desde 1994 quedó bien establecido el concepto de “sistema petrolero” o “petroleum system” (Magoon, 1994) entendiéndose que, “para que haya un yacimiento de hidrocarburos (petróleo o gas) hace falta una roca madre, una roca almacén y una roca sello. Además, era preciso que hubiera ocurrido un proceso generador de trampas estratigráficas o estructurales, junto con un proceso de migración y acumulación de hidrocarburos en las mencionadas trampas”. (Pérez, s.f.) Este sistema es una interdependencia entre elementos y procesos que sin ellos es imposible tener un yacimiento de hidrocarburos convencional (Ilustración 1).

Los elementos del sistema son los siguientes:

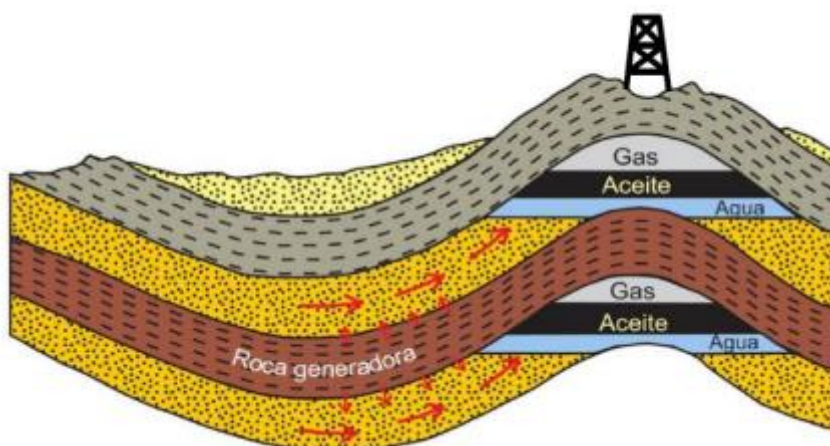


Ilustración 1. Elementos principales del Sistema petrolero. Fuente: (IPM, 2013)

**2.2.1 Roca generadora.** Esta roca es aquella que permite la conservación temporal y posterior transformación de la materia orgánica en hidrocarburo, debe cumplir con tres requisitos geoquímicos: cantidad, calidad y madurez. Tiene un volumen importante y es una roca de grano fino como lo son las lutitas, lutitas calcáreas, calizas, limolitas, margas y calizas arcillosas. Dependiendo de su composición, es habitual denominarla con el término extranjero “shale”, incluso en textos escritos en español. También, como “lutita” o “esquisto”. Una de las características principales de esta roca generadora es su baja porosidad y escasa permeabilidad

**2.2.2 Roca almacenadora.** Esta roca es aquella que permite el flujo y almacenamiento de hidrocarburos, en combinación con la roca denominada sello. Y la cual debe cumplir con las características de: ser porosa, ser permeable y tener continuidad hidráulica lateral y vertical.

**2.2.3 Roca sello.** Esta roca se caracteriza por tener escasa permeabilidad o tener poros de tamaño subcapilar, impidiendo así el paso del petróleo, sirviendo como barrera. Las principales rocas sello son: Calcáreo-arcillas: Lutitas, margas, calizas arcillosas. Pelíticas: Lutitas evaporitas: Sal, yeso y anhidritas Calizas: Mudstone (sin fracturas) y Wakstone.

**2.2.4 Trampa.** Son cavidades cerradas que existen en la corteza terrestre y que cuentan con rocas almacenadoras y rocas sello que permiten la acumulación de hidrocarburos. Las trampas petroleras se pueden clasificar en:

- Trampa estructural: puede ser pliegues anticlinales, domos salinos, fallas normales, fallas inversas y fallas laterales.
- Trampas por variación de permeabilidad (se incluyen las trampas estratigráficas): como lo son los cambios de facies, discordancias angulares, variación causada por aguas subterráneas y variación causada por truncamiento.
- Trampa mixta: pueden ser combinación de elementos estructurales con variación de permeabilidad.

**2.2.5 Migración.** Es el movimiento de los fluidos hacia y en el yacimiento, se le puede clasificar en:

Migración primaria: que comprende el movimiento de los hidrocarburos a partir de su desprendimiento del kerógeno, así como su transporte dentro y a través de los capilares y poros estrechos de la roca generadora.

Migración secundaria: es el movimiento, la concentración y acumulación del petróleo y el gas en el yacimiento.

**2.2.6 Sincronía.** Coincidencia de los elementos del sistema petrolero en el tiempo adecuado (formación de trampa, generación, migración, acumulación y preservación). (Pérez, 2014)

## **2.3 YACIMIENTOS CONVENCIONALES**

Para realizar esta clasificación se toman en cuenta tres principales aspectos, la roca almacenadora, la porosidad y permeabilidad y/o el beneficio económico de su extracción. En los yacimientos convencionales, los hidrocarburos se forman en lo que se conoce como roca generadora y migran hacia la roca almacenadora, presentan buena porosidad y buena permeabilidad, y por otro lado, son todos aquellos yacimientos que pueden ser producidos a tasas económicas de flujo que producirán volúmenes económicos de hidrocarburos sin tratamientos mayores de estimulación. (Carmona & Fernandez, 2014)

En estos yacimientos, los fluidos se hospedan en los poros o cavidades de la roca reservorio y la facilidad con que el fluido se extrae depende esencialmente de la permeabilidad de esta roca. La perforación de un pozo convencional consta de las siguientes etapas:

Se perfora verticalmente, luego se entuba (se introduce un tubo llamado casing) y se cementa a su alrededor para asegurar que no habrá fugas por fuera del casing. Luego de la perforación se procede a la terminación, donde se cañonea el casing en la zona de la formación, entre otras tareas. En algunos casos también forma parte de la práctica convencional fracturar la roca alrededor del pozo en la zona de interés para provocar grietas que faciliten el movimiento del fluido desde el interior de la formación hacia el casing. Una vez que el pozo se considera terminado comienza la etapa de producción. (Pérez, 2014)

## **2.4 YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES**

Los yacimientos no convencionales son aquellos donde el gas y aceite permanecen en la roca generadora, es decir, no migran hacia una roca almacenadora, tienen baja porosidad y baja permeabilidad, a diferencia de los yacimientos convencionales, por otro lado, no producen a tasas económicas de flujo y a su vez no podrán ser producidos rentablemente sin la aplicación de tratamientos intensivos de estimulación, fracturamiento y recuperación. En los yacimientos no convencionales los hidrocarburos (petróleo y gas) se encuentran en condiciones en las que prácticamente no existe movimiento del fluido, ya sea por estar atrapados en rocas poco permeables o por tratarse de petróleos de muy alta viscosidad. Estos yacimientos requieren el empleo de tecnología especial para su explotación, ya sea por las propiedades del hidrocarburo o por las características de la roca que lo contiene. (Carmona & Fernandez, 2014)

Los yacimientos no convencionales tienen tres características comunes: Contenido energético bajo con respecto al volumen de la roca, dispersión de yacimientos en áreas muy extensas y permeabilidad muy baja.

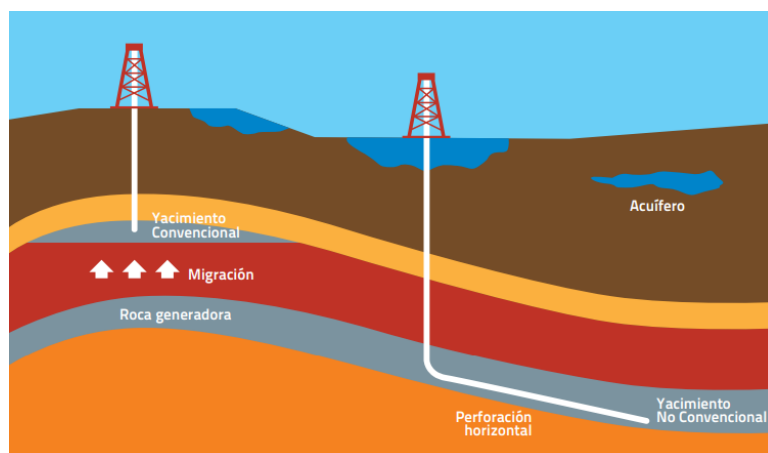


Ilustración 2. Yacimiento convencional vs yacimiento no convencional. Fuente: (ACP, 2014)

### 3. METODOS DE RECOBRO

La producción de hidrocarburos se divide en tres etapas o tipos según la (Ilustración 3), a continuación:

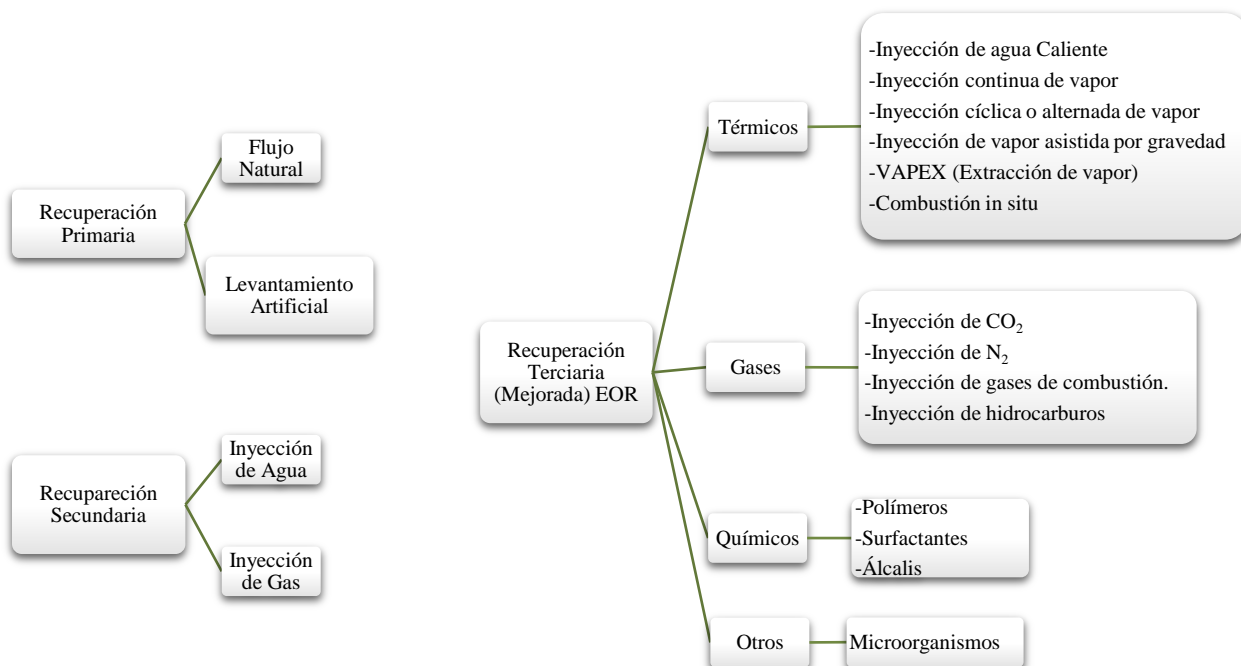


Ilustración 3. Clasificación de los tipos de recobro. Fuente: Propia

### 3.1 RECUPERACIÓN PRIMARIA

**3.1.1 Flujo natural.** El crudo se produce naturalmente debido a la energía inicial del yacimiento (drenaje por gas, drenaje por agua o drenaje gravitacional), estas técnicas de recuperación se aplican generalmente a crudos livianos; la presión del yacimiento es considerablemente más elevada que la presión del fondo del pozo dentro de él. Esta elevada presión diferencial natural empuja los hidrocarburos hacia el pozo y hacia la superficie. La etapa de recuperación primaria alcanza su límite cuando la presión del yacimiento es tan baja que los índices de producción no son económicos, o cuando las proporciones de gas o agua en la corriente de producción son demasiado elevadas. Durante la recuperación primaria, se produce sólo un pequeño porcentaje de los hidrocarburos inicialmente en el lugar, típicamente alrededor del 10% para los yacimientos de petróleo.

En la recuperación primaria intervienen fuerzas viscosas, capilares y gravitacionales, por ende, es caracterizado por sus ritmos productivos, la relación crudo-gas y la expansión del casquete de gas. Pero hay que tener en cuenta las características en el aspecto geológico, la calidad de la administración, propiedades roca-fluido y las instalaciones de producción de yacimiento explotado, ya que esto provee diferentes porcentajes de recobro. (Espinosa & Torres, s.f.).

**3.1.2 Levantamiento artificial.** Cuando el yacimiento no posee la suficiente fuerza (presión) para llevar desde subsuelo a superficie el fluido (líquido, gas o ambos), debido a la pérdida de presión que puede tener durante el tiempo de producción, o cuando la energía que posee el pozo no es capaz de mantener la producción constante, es necesario intervenir en este con el fin de mejorar las condiciones de producción; con los métodos de levantamiento artificial se busca compensar la energía suficiente para que el pozo logre llevar el fluido a superficie y también mejore la productividad del mismo, siendo estos el primer recurso que se tiene en cuenta para mejorar los niveles de producción del pozo. Los sistemas de levantamiento artificial, son parte fundamental en los procesos de producción en la industria petrolera ya que se encuentran en la mayoría de los campos del mundo.

Cuando el fluido presenta características que lo hacen altamente viscoso y pesado ( $^{\circ}\text{API} < 21,9$ ), se pueden utilizar los siguientes Sistemas de Levantamiento Artificial o Artificial Lift Systems (ALS) los cuales por sus características, son los más apropiados y usados en Colombia y diferentes partes del mundo para la extracción de dicho fluido:

- Bombeo por Cavidades Progresivas (BCP).
- Bombeo Electrosumergible (BES).
- Bombeo Hidráulico (BH).
- Bombeo Mecánico (BM).

**Bombeo por Cavidades Progresivas (BCP):** las BCP son bombas de desplazamiento positivo (las cavidades se encuentran selladas hidráulicamente entre sí) que cuentan con un cabezal de accionamiento, el cual se ubica en superficie y una bomba de fondo que se compone por un rotor de acero en forma helicoidal el cual gira dentro de un estator de elastómero sintético o de metal en un tubo de acero. Cuando el rotor gira en el interior del estator, se presenta un movimiento de cavidades de forma axial, generando un efecto de succión en el fondo del estator,

con lo cual se logra llevar el fluido desde subsuelo hasta superficie. El estator es instalado en el fondo del pozo donde hace parte de la columna interior de la sarta de producción, mientras que el rotor es instalado con la sarta de varillas de bombeo las cuales generan el movimiento del rotor dentro del estator, estas varillas son accionadas desde superficie por el cabezal de rotación o “Drive head”.

El BCP es un sistema de levantamiento artificial que presenta alta eficiencia con respecto a los otros sistemas de levantamiento, ya que puede extraer entre un 50% a 60% de la producción de fluidos medianos ( $22 < ^\circ\text{API} < 29,9$ ) o pesados ( $^\circ\text{API} < 21,9$ ) en el pozo donde se instale.

**Bombeo Electrosumergible (BES):** es un sistema de levantamiento artificial que permite la producción de altos caudales de crudo, con alta eficiencia para el levantamiento de crudos medianos y livianos. Este sistema de levantamiento funciona mediante la acción de una bomba centrífuga ubicada en el subsuelo, la cual levanta los fluidos desde el fondo de pozo hasta superficie. El principio fundamental de la bomba centrífuga ubicada en subsuelo, es la rotación que genera un impulso a los fluidos desde el fondo de pozo. En superficie se alimenta con corriente eléctrica a un motor que se encuentra ubicado en fondo de pozo, la función del motor es la de proporcionar la potencia necesaria para el correcto funcionamiento de la bomba. Aunque el Bombeo Electrosumergible (BES) es uno de los sistemas más eficientes para la producción de crudos medianos y livianos, también es el que demanda un mayor número de requerimientos en cuanto a suministro de energía, potencia y control, además de una mayor inversión inicial en comparación con otros Sistemas de Levantamiento Artificial (SLA).

**Bombeo Hidráulico (BH):** el sistema de bombeo hidráulico toma el líquido (agua o petróleo) de un depósito en la superficie, lo pasa a través de una bomba de pistón múltiple o una bomba eléctrica horizontal (bomba centrífuga multietapas) para incrementar la presión del líquido, y luego se inyecta el líquido presurizado (fluido motriz) hacia el fondo del pozo a través de una sarta de tubería. En la parte inferior de la sarta de tubería el fluido motriz es direccionado hacia la boquilla de la bomba jet o hacia el motor hidráulico de una bomba de pistón, los cuales se han asentado por debajo del nivel de líquido del pozo, este fluido motriz forma una mezcla con el fluido proveniente del yacimiento, en el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción (Yunapanta, 2011). Lo que se busca con la utilización de dicho fluido, es transmitir la potencia necesaria al fondo del pozo, para que los fluidos provenientes del yacimiento puedan ser levantados hacia superficie. Este sistema de levantamiento artificial, basa su funcionamiento en la Ley de Pascal, la cual establece que al ejercer una presión sobre un punto determinado de la superficie de un líquido, esta presión se transmite con igual intensidad a todos los puntos en la superficie del líquido.

Existen dos métodos de bombeo hidráulico que se usan en la industria:

El tipo pistón, que consta de pistones recíprocos comunicados, donde uno se encuentra presurizado por el fluido motriz y otro es movilizado por el fluido proveniente del yacimiento.

El de Bomba Jet, que consta de una bomba tipo Jet, la cual se encarga de llevar el fluido motriz a alta velocidad, para que se mezcle directamente con los fluidos del pozo.

**Bombeo Mecánico (BM):** El bombeo mecánico, es el sistema de levantamiento artificial más utilizado a nivel mundial gracias a su fácil operación y optimización. El método de



operación de este sistema es la succión y transferencia continua de petróleo desde la formación productora hasta superficie. Pese a lo anterior, cabe resaltar que su implementación debe realizarse preferiblemente en pozos verticales aunque en la actualidad son utilizados en pozos medianamente desviados ( $<30^\circ$ ), si se ensambla este tipo de equipo en pozos altamente desviados, se tendrán problemas operacionales significativos ya que la sarta de varillas presenta ruptura cada vez que se genere el movimiento recíprocante, el uso de centralizadores ayuda a generar una desviación de las varillas en pozos no verticales con el fin de evitar la ruptura de la sarta.

El bombeo mecánico es utilizado para la extracción de crudo con diferentes gravedades API, desde crudos extra pesados hasta crudos livianos. (Figuroa & Tibaduisa, 2016)

### **3.2 RECUPERACIÓN SECUNDARIA**

Es el proceso en el que se adiciona energía externa al yacimiento por medio de agua o gas, con el fin de realizar un mantenimiento de presión, realizar un desplazamiento de aceite por dicho fluido inyectado, elevar el factor de recobro o acelerar la producción.

#### **3.2.1 Inyección de agua.**

Es un proceso donde el petróleo es llevado hacia los pozos de producción por acción de la presión ejercida por el agua, esta operación fue realizada por primera vez en la ciudad de Pithole, al oeste de Pennsylvania, en el año 1985 y fue utilizada en los años cuarenta.

Hoy en día el método de inyección de agua es el más utilizado de los métodos de recuperación secundaria, cubriendo así más de la mitad de la producción de los pozos a nivel mundial.

#### **Tipos de inyección**

Se puede llevar a cabo de dos formas dependiendo de la posición de los pozos productores e inyectores, tales como:

#### **Inyección periférica o externa**

Se basa en inyectar agua fuera del lugar donde se ubica el crudo, en la periferia del yacimiento. Este método es conocido como inyección tradicional en donde el agua se inyecta en el acuífero que se encuentra junto al contacto agua-petróleo.

Características:

- Es utilizado cuando se desconocen las características del yacimiento.
- Los pozos de inyección son ubicados en el acuífero, alejados del lugar donde se encuentra el petróleo.

### **Inyección en arreglos o dispersa**

Se encarga de inyectar agua en el lugar donde se encuentra el crudo. Esto trae como consecuencia que los fluidos existentes en el yacimiento sean desplazados hasta el pozo productor. Se le conoce con el nombre de inyección interna.

Características:

- Para utilizar este método se debe tomar en cuenta su estructura y los límites del yacimiento, la continuidad de las arenas, la permeabilidad, la porosidad y del número y posición de los pozos existentes.
- Es usado en yacimientos con poca inclinación y con un área extensa.
- Se organizan los pozos productores e inyectores de tal manera que queden arreglados como en la primera etapa de recuperación.

Los yacimientos que están bien administrados tienen un factor de recuperación menor de 50 a 60 %, aunque algunos autores consideran que el rango de recuperación después de un mecanismo secundario debería estar entre el 30 y 50% (Espinosa & Torres, s.f.)

### **3.2.2 Inyección de Gas.**

Fue el primer método empleado y es un proceso donde el gas se inyecta en el yacimiento con la finalidad de aumentar la recuperación, disminuir la tasa de producción del crudo y para conservar el gas que se utilizará para la venta. Se usó a principios de los años 1900, con el objetivo de mantener la presión dentro del yacimiento.

La inyección de gas es un proceso inmisible a menos que el gas inyectado se efectúe a alta presión o enriquecido con hidrocarburos livianos.

Un proceso de alta presión se refiere a la combinación del petróleo existente en el yacimiento y el gas inyectado, que produce la formación de una fase homogénea simple, la menor presión para que ocurra la movilización del crudo, es aproximadamente 3.000 psi, por lo que la profundidad queda restringida en un valor mínimo de 5000 pies. El proceso enriquecido de hidrocarburos varía según el proceso de inyección de gas a alta presión principalmente, por la manera que los hidrocarburos son transferidos de una fase a otra, este proceso puede ser aplicado a menores presiones que la del proceso de alta presión.

### **Tipos de inyección**

La inyección del gas se clasifica en dos tipos que son: la inyección de gas interna o dispersa y la inyección de gas externa.

### **Inyección de gas interna o dispersa**

Consiste en inyectar el gas en el lugar donde se encuentra el crudo, dicha inyección se utiliza en reservorios sin capa de gas inicial, por empuje por gas disuelto y donde no hay tendencia a desprenderse una capa de gas secundaria.

Características:

- Se utiliza en reservorios homogéneos, con poca inclinación y con poco espesor.
- Se necesita un gran cantidad de puntos de inyección, los cuales son ordenados de tal manera que el gas inyectado se distribuya por toda la zona de producción. El ordenamiento estará sujeto al tipo de yacimiento.
- La permeabilidad efectiva del gas debería ser baja.

### **Inyección de gas externa**

Es el proceso de inyección de gas cerca del borde o cresta de producción del reservorio, lugar donde está la capa de gas, bien sea primaria o secundaria, de tal manera que el crudo es desplazado hacia abajo.

Características:

- Se utiliza en yacimientos de espesor apreciable, para lograr el desplazamiento del petróleo mediante el empuje por la capa de gas.
- Se aplica en yacimiento con buena permeabilidad vertical.
- Deben tener alto buzamiento.
- Se ubican los pozos de producción de tal manera que cubran gran parte del área donde es inyectado el gas.

## **3.3 RECUPERACIÓN TERCIARIA (RECOBRO MEJORADO)**

La recuperación terciaria o mejorada (EOR) es la inyección de sustancias específicas a un yacimiento que ya ha sido explotado mediante técnicas secundarias, las cuales pueden o no estar en el yacimiento, con el fin de aumentar el factor de recobro al alterar las condiciones de los fluidos allí contenidos, o las interacciones entre los fluidos y la roca que los almacena.

Estas técnicas se clasifican en:

**3.3.1 Métodos térmicos.** Los métodos térmicos mejorados consisten esencialmente en la transferencia de energía en forma de calor de la superficie hacia el yacimiento. La temperatura del crudo se aumenta radicalmente por lo que se dilatan los fluidos y se expanden; se vaporiza la forma líquida y se reducen las viscosidades contribuyendo a la movilidad del crudo. En forma general estos métodos consisten en la inyección ya sea de vapor o agua caliente y la inyección de aire, ambos siguiendo diferentes esquemas. (Espinosa & Torres, s.f.)

- Inyección de agua caliente
- Inyección continua de vapor
- Inyección cíclica o alternada de vapor
- Inyección de vapor asistida por gravedad (SAGD)

- VAPEX (Vapour Extraction)
- Combustión en sitio (in Situ)

**3.3.2 Inyección de gases.** Estos métodos buscan aprovechar los principios de transferencia de masa para incrementar el número capilar, en otras palabras buscan que la tensión interfacial entre el fluido inyectado y el crudo se reduzcan.

- Inyección de CO<sub>2</sub>
- Inyección de gases de combustión
- Inyección de N<sub>2</sub>
- Inyección de hidrocarburos

**3.3.3 Métodos químicos.** Algunas sustancias químicas especiales son inyectados con el propósito de minimizar la tensión superficial (capilaridad) y disminuir la relación de movilidad con el fin de mejorar el control sobre la misma (minimizar canalización); los métodos de recuperación de esta categoría incluyen la inyección de surfactantes, polímeros y álcalis o una mezcla de los tres lo que se conoce como inyección de mezcla de álcalis surfactante-polímero lo que se conoce como (ASP).

- Inyección de polímeros
- Inyección de surfactantes
- Inyección de álcalis

**3.3.4 Otros – Microbiológico.** MEOR o “Microbial Enhanced Oil Recovery” ha sido investigado desde hace setenta años. Los microorganismos reaccionan con una fuente de carbono, tal como el aceite y producen surfactante, limos (polímeros), biomasa y gases como el metano, dióxido de carbono, nitrógeno e hidrógeno, así como solventes y ciertos ácidos orgánicos. Formalmente dichos productos de los microorganismos son llamados metabolitos y llevan el prefijo bio, de acuerdo a su naturaleza. Se basa en la inyección de microorganismos seleccionados con el propósito de mejorar la recuperación de petróleo en los yacimientos para luego ser estimulados, y el producto de su metabolismo "in situ" ser transportado con el fin de obtener una reducción del petróleo residual dejado en el yacimiento.

### 3.4 RECUPERACIÓN AVANZADA (IOR)

La recuperación avanzada se refiere a cualquier técnica de recuperación utilizada para incrementar la recuperación de aceite por cualquier medio posible. Dichas técnicas pueden incluir a la recuperación secundaria y los métodos de EOR; sin embargo, también abarcan un amplio rango de actividades de ingeniería petrolera, como estrategias operacionales relacionadas con incrementar la eficiencia de barrido con pozos de relleno; pozos horizontales; polímeros para el control de la movilidad; así como prácticas de caracterización y administración avanzada de yacimientos.

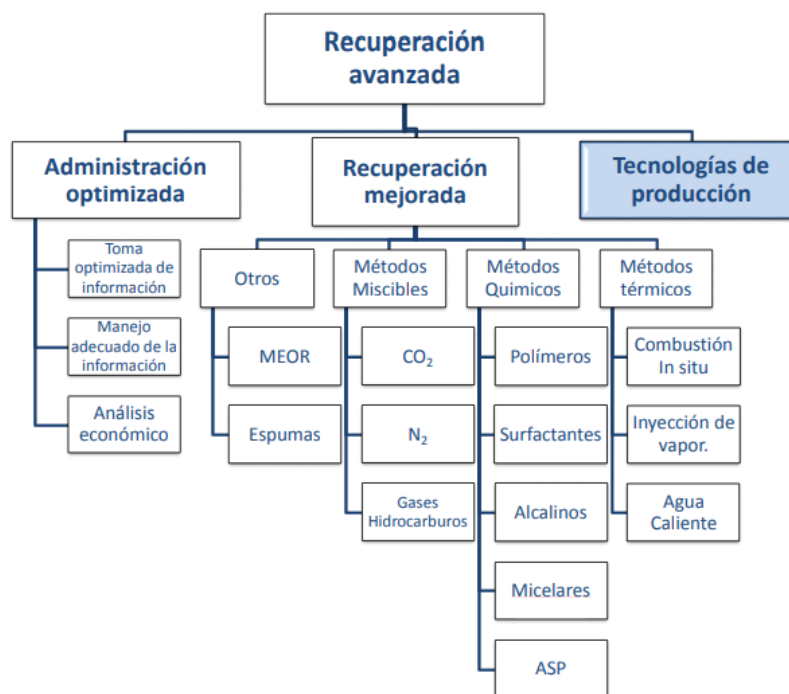


Ilustración 4. Propuesta de clasificación de métodos IOR-EOR Fuente: (CNH, 2012)

- **Qué incluye la recuperación avanzada (IOR)**

La recuperación Avanzada de aceite incluye técnicas convencionales y no convencionales, siempre y cuando se cumpla lo establecido en su definición, es decir, elevar el factor de recuperación por cualquier medio posible, por lo tanto, se enunciarán algunas técnicas o procedimientos que incrementan el factor de recuperación dentro y fuera del yacimiento.

Es importante señalar que la recuperación avanzada “IOR” (Improved Oil Recovery) por sus siglas en inglés no especifica el lugar en donde se realizan los procedimientos denominados avanzados, es por esto que se puede extender la definición a técnicas avanzadas de administración de yacimientos, estimulaciones a nivel de pozo, e incluso mejoramiento de las instalaciones superficiales, líneas de distribución, etc.

Las técnicas que incrementan el factor de recuperación se pueden clasificar como:

- A nivel de pozo
- A nivel de yacimiento
- Superficiales
- Administrativas

**3.4.1 Técnicas IOR a nivel de pozo.** Un pozo es básicamente la comunicación que existe entre el yacimiento y la superficie, es perforado, terminado y mantenido en producción el mayor tiempo posible si es el caso de un pozo productor de desarrollo. Puede ser que en la planeación

no se hayan considerado circunstancias que aparecen durante la operación del pozo, y es posible mejorar las condiciones para hacer más eficiente el pozo y configurarlo mecánicamente para incrementar el factor de recuperación, como es el caso de:

- Pozos de re-entrada (Side Track Wells).
- Cambio de aparejo, mantenimiento menor, etc.
- Perforación direccional y multilateral.
- Operaciones de estimulación (fracturamiento, acidificación, etc.).

Para poder incrementar el factor de recuperación, se consideran modificaciones de los pozos de desarrollo, pozos de re-entrada o direccionales con el fin de incrementar la eficiencia de los mismos, valiéndose de estrategias conocidas o incluso innovación tecnológica que no es convencional y es realizada específicamente para atacar problemas en particular o bien, mejorar un caso específico. (Rivera, 2015)

**3.4.2 Técnicas IOR a nivel de yacimiento.** Ejecutar proyectos de recuperación secundaria o terciaria: en esta categoría se encuentran procesos como la inyección de fluidos (gas, agua, vapor, y CO<sub>2</sub>), de polímeros y la combustión in-situ, entre otras.

**3.4.3 Técnicas IOR superficiales.** Revisión del sistema de tuberías y equipos de superficie, los cuales pueden estar restringiendo la producción si no están bien diseñados para los cambios que puedan presentarse.

**3.4.4 Técnicas IOR administrativas.** Toma optimizada de información, manejo adecuado de la información, análisis económico.

#### 4. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

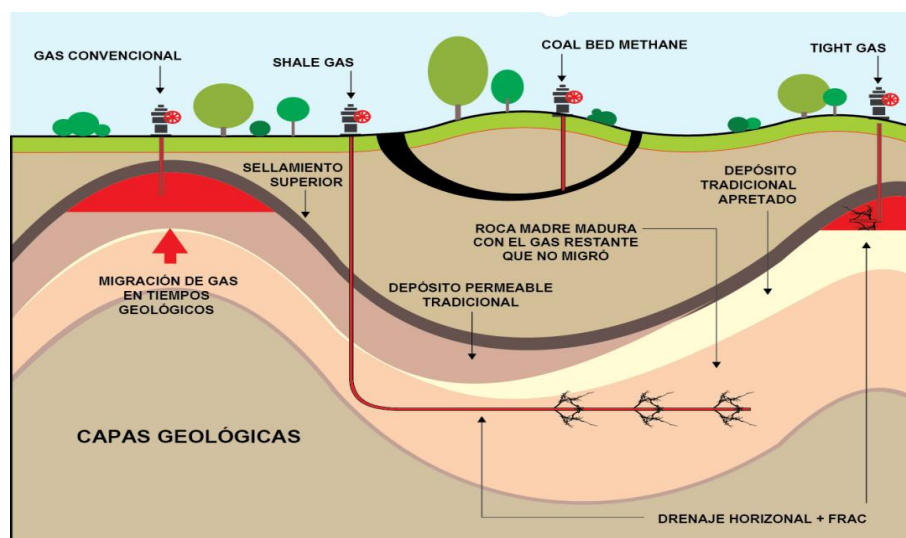


Ilustración 5. Yacimientos no convencionales. Fuente: (ANH, 2014)

Los yacimientos no convencionales requieren:

- Campañas extensivas de perforación.
- Requerimientos de capital altos y constantes a lo largo de la vida de los proyectos.
- La aplicación tecnológica tiene un rol muy importante.
- Vida de las reservas (>30 años).
- Sinergias muy importantes con midstream y downstream.
- Riesgo exploratorio menor que en HC convencionales. (Fuenzalida, 2015)

#### **4.1 CARACTERIZACION DE LOS YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES**

La caracterización de yacimientos consiste en detectar y evaluar las características y los parámetros de la formación que afectan el comportamiento de flujo, entre los cuales se tiene, la permeabilidad, la porosidad, la anisotropía, las fuerzas capilares y mojabilidad, la estratificación, las fallas geológicas, las discordancias, los acuíferos, el fracturamiento y dividir en compartimentos el área de estudio (yacimiento). En la caracterización de yacimientos petroleros, el objetivo principal es conocer las características de las rocas productoras de hidrocarburos y de los fluidos presentes en el yacimiento, tanto cualitativa como cuantitativamente.

**Caracterización cualitativa:** Consiste en determinar parámetros o aspectos que permiten calificar diferentes propiedades geológicas y petrofísicas a las diferentes escalas de caracterización. Entre los parámetros y aspectos propios de la caracterización cualitativa de un yacimiento, se tienen: la litología, la presencia de hidrocarburos y la identificación de cuerpos permeables.

**Caracterización cuantitativa:** En la caracterización cuantitativa de los yacimientos petroleros se determina información que permite cuantificar propiedades geológicas y petrofísicas a las diferentes escalas de caracterización. Entre los parámetros fundamentales para la caracterización cuantitativa del yacimiento, se tienen: la porosidad, la permeabilidad, la saturación de fluidos y la compresibilidad de la formación. (Carmona & Fernandez, 2014)

##### **4.1.1 Caracterización estática**

- Geofísica
- Plano de localización del área de estudio.
- Plano de localización de pozo y de líneas sísmicas.
- Información sísmica regional.
- Secciones sísmicas procesadas sin migrar y migradas en 2D, 3D y 4D.
- Inversión de trazas sísmicas
- Determinación de velocidades del área de estudio.
- Estudios geofísicos y geotécnicos para asentamiento de plataformas.
- Registros de pozo en agujero abierto.
- Registros de pozo en agujero entubado.
- Geología
- Localización de los cortes de núcleos.

- Análisis mineralógicos, litológicos, granulometría y paleontológicos.
- Análisis de pruebas especiales de núcleos.
- Estudio de láminas delgadas.
- Reporte geológico final de los pozos exploratorios del área de estudio y cercanos a ella.
- Coordenadas (x, y) objetivo de pozo y campo.
- Columna estratigráfica.
- Mapa topográfico.
- Información geológica regional.
- Datos de litología y petrografía.
- Estudios previos.
- Petrofísica
- Evaluación de la formación mediante registros geofísicos (registros interpretados).
- Fluidos
- Análisis PVT convencionales, composicionales y especiales.
- Análisis de agua producida (salinidades, diagramas STIFF, contenido isotópico).
- Análisis cromatográficos rutinarios de los gases producidos.
- Medición de las densidades de los fluidos producidos.
- Inyección y análisis de trazadores.

#### **4.1.2 Caracterización dinámica**

- Presión-Producción
- Información general por campo.
- Historia de producción-inyección por pozo, y campo, ( $q_o$ ,  $q_g$ ,  $fw$ ,  $RGA$ ,  $N_p$ ,  $G_p$ , Salinidades, etc.).
- Historia de presiones estáticas, de fondo fluyendo y en la cabeza.
- Registros de producción.
- Pruebas especiales de presión (RFT).
- Historia de aforos.
- Pruebas de inyectividad.
- Pruebas de presión (incluir el estado de pozos vecinos al realizarse la prueba).
- Pruebas de producción.
- Plano de isóbaras.
- Análisis de trazadores. (Carmona & Fernandez, 2014)

## **4.2 TIPOS DE HIDROCARBUROS NO CONVENCIONALES**

En los siguientes esquema (Ilustración 5 y 6) se indican los diferentes tipos de yacimientos no convencionales y se muestra el incremento en el costo de extracción y su dificultad, además de la necesidad de emplear mejor tecnología respecto a los yacimientos convencionales (Grajales, 2013).



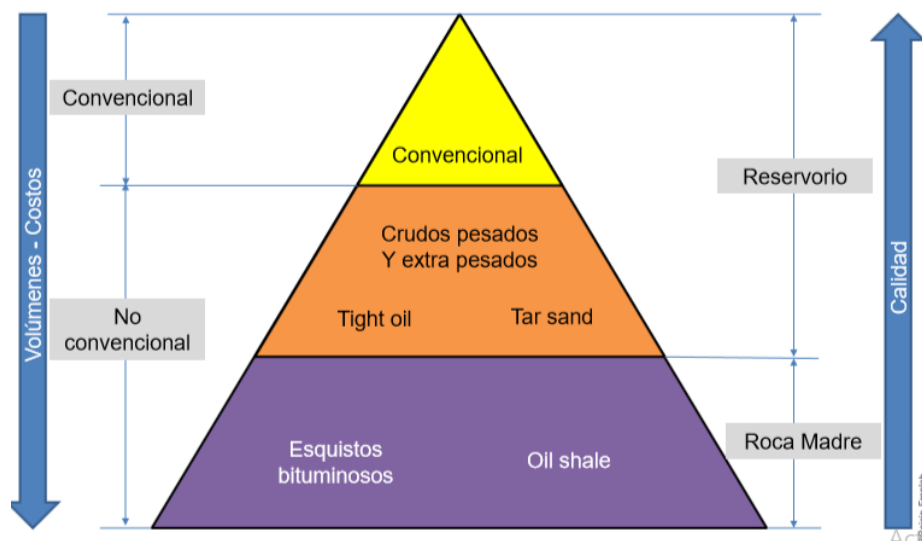


Ilustración 6. Hidrocarburos líquidos no convencionales. Fuente: (ANH, 2014).

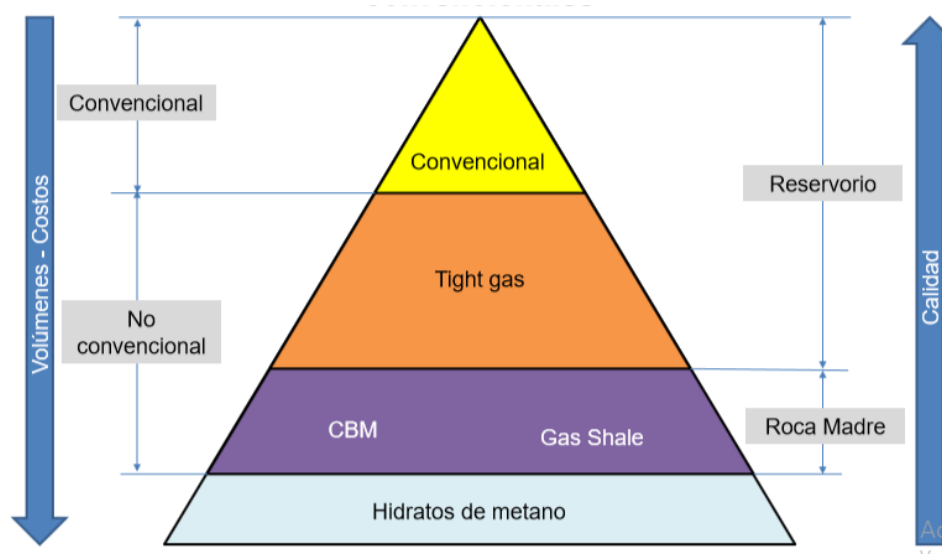


Ilustración 7. Hidrocarburos gaseosos no convencionales. Fuente: (ANH, 2014).

**4.2.1 Aceite pesado (Heavy Oil).** Petróleo en estado líquido de alta densidad. Se extrae de la roca mediante la inyección de vapor o polímeros.

**4.2.2 Aceite en lutitas (shale oil).** Petróleo producido directamente de la roca madre (lutita rica en materia orgánica).

**4.2.3 Arenas bituminosas (Oil sands).** Arenas impregnadas en bitumen, que es un hidrocarburo de muy alta densidad y viscosidad. Este bitumen en su estado natural no tiene la capacidad de fluir al pozo.

**4.2.4 Aceite en rocas compactas (Tight Oil).** Petróleo proveniente de yacimientos con baja porosidad y permeabilidad.

Los yacimientos denominados actualmente como yacimientos no convencionales de gas, son de cuatro tipos: shale gas, tight gas, coal bed methane y gas de hidratos o hidratos de metano.

**4.2.5 Shale Gas.** Gas natural contenido en rocas arcillosas (lutitas) con alto contenido en materia orgánica y muy baja permeabilidad (roca madre).

**4.2.6 Tight Gas.** Gas natural contenido en rocas con baja porosidad y permeabilidad.

**4.2.7 Coal bed Methane.** Gas natural extraído de capas de carbón. Debido a su alto contenido en materia orgánica el carbón retiene gran cantidad de gas adsorbido.

**4.2.8 Hidratos de metano.** Compuesto sólido similar al hielo que contiene metano. Éste queda atrapado en una estructura cristalina de moléculas de agua que es estable en sedimentos marinos a profundidades de agua mayores de 300 m. Ninguno de los recursos de los yacimientos de hidratos de metano, ha pasado a la categoría de reservas, por no disponer de la tecnología necesaria para su explotación comercial.

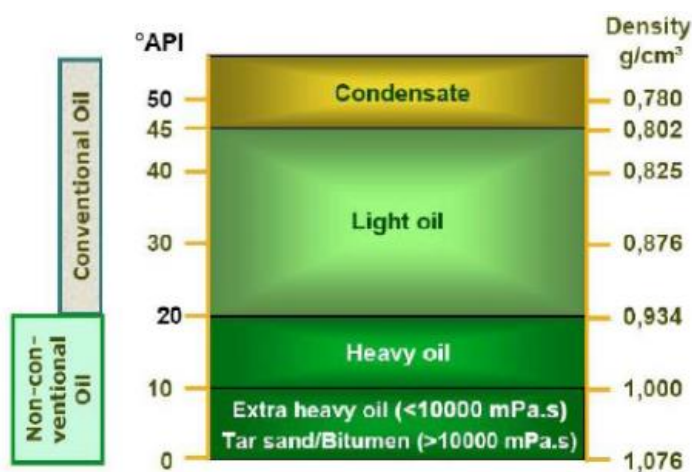


Ilustración 8. Clasificación de los hidrocarburos de acuerdo a su grado API. Fuente: (Pérez, 2014)

### 4.3 AVANCES TECNOLÓGICOS QUE PERMITEN EL DESARROLLO DE LOS NO CONVENCIONALES

#### 4.3.1 Perforación horizontal.

Perforación dentro del yacimiento deseado que permite acceso a varios niveles a través de direcciones de perforación no verticales.

#### 4.3.2 Fracturamiento de múltiples etapas.

- Fracturamiento: Inyectando agua y arena/apuntalantes a altas presiones al yacimiento para mejorar el flujo de gas y aceite fracturando las rocas.
- Múltiples etapas: Varios niveles pueden ser fracturados en solo un evento de intervención de pozos.

**4.3.3 Microsísmico.** Estudios sísmicos diseñados y procesados para mostrar el sistema de fracturamiento y otras áreas sensibles dentro del yacimiento.

#### 4.3.4 Sísmico 3D.

- -Registros sísmicos son adquiridos en una cuadrícula de alta densidad.
- -Resultados son mostrados en un mapa 3D detallado, del volumen en el subsuelo. (Fuenzalida, 2015)

A fin de que los hidrocarburos de yacimientos no convencionales alcancen viabilidad económica, su extracción debe hacerse con la técnica “fracturamiento hidráulico” (fracking) y perforar pozos horizontales, pozos multilaterales y otras técnicas, hasta exponer la mayor parte del yacimiento. El fracking se usa en todos los yacimientos con hidrocarburos alojados en rocas de baja permeabilidad, como el tight gas, el gas de carbón y el gas y el crudo de lutitas (Estrada, 2013).

#### **Factores que viabilizan el desarrollo de los recursos no convencionales**

- Recursos superiores en el subsuelo
- Mercado robusto
- Un marco legal estable
- Un régimen fiscal que provea un rendimiento adecuado de la inversión
- Un marco ambiental que proteja el medio ambiente y permita un alto nivel de actividad
- Infraestructura y una industria de servicios robusta (Fuenzalida, 2015)

### **5. FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO**

Hace algunos años, en los Estados Unidos se empezó a buscar la manera de explotar los hidrocarburos de esas arenas compactas. La idea más sensata fue mejorar la permeabilidad de manera artificial, generando fracturas, para permitir el desplazamiento del gas y el petróleo. Se aplicó un proceso de inyección de agua para abrir pequeñas fracturas, y arena como soporte para evitar que volvieran a cerrarse. Las arenas compactas liberaban los hidrocarburos por las fracturas creadas artificialmente. De esta forma, el mismo método aplicado a la roca generadora iba a permitir mejorar la permeabilidad y así la producción de los hidrocarburos no convencionales. A este método para crear permeabilidad artificial se le llama “estimulación hidráulica” (tratamiento de estimulación efectuado rutinariamente en pozos de petróleo y gas en yacimientos de baja permeabilidad), aunque es habitual encontrar información en donde se lo denomina “fractura hidráulica”, “fracking” o “hidrofractura”.

Los yacimientos convencionales, en ocasiones, pueden requerir estimulación hidráulica. Pero en el caso de los hidrocarburos no convencionales presentes en las rocas generadoras, siempre es necesario crear la permeabilidad para obtener los recursos, ya sean gas o petróleo; en general, a una escala mayor que la utilizada en la estimulación hidráulica de convencionales. (Pérez W. A., 2014)

La fracturación hidráulica no es una práctica nueva, en 1947 Stanolind oil realizó el primer fracturamiento experimental en el campo Hugoton ubicado en el suroeste de Kansas, el tratamiento utilizó napalm (gasolina gelificada) y arena del río Arkansas, se inyectaron 1000 galones de ácido nafténico y napalm seguido de un rompedor de gel para estimular una formación de roca caliza que producía gas. Las primeras aplicaciones comerciales de fracturación hidráulica, como tecnología de tratamiento de pozos diseñada para estimular la producción de petróleo o gas, ocurrieron en el condado de Stephens, Oklahoma y en el condado de Archer, Texas. (Montgomery & Smith, 2010)

En los siguientes sesenta años, la fracturación hidráulica se ha convertido en una tecnología de rutina que se usa con frecuencia en la terminación de pozos de gas, particularmente los llamados no convencionales. El proceso se ha utilizado en más de 1 millón de pozos productores. A medida que la tecnología continúa desarrollándose y mejorando, los operadores han fracturado hasta 35,000 pozos de todo tipo (vertical y horizontal, petróleo y gas natural) por año. (DPA, 2010)

La fractura hidráulica ha tenido un enorme impacto en la historia energética, particularmente en los últimos tiempos. La capacidad de producir más petróleo y gas natural a partir de pozos antiguos y desarrollar una nueva producción que alguna vez se consideró imposible ha hecho que el proceso sea valioso para la producción de energía doméstica de los EE. UU. Sin fracturación hidráulica, hasta un 80 por ciento de la producción no convencional de formaciones como lutitas de gas sería, en la práctica, imposible.

De hecho, muchos campos productores de hoy en día no serían económicamente viables sin las ventajas proporcionadas por el fracturamiento hidráulico.

## **5.1 UTILIDAD DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO**

El proceso de fracturamiento hidráulico aumenta el área expuesta de la formación productora, creando una alta ruta de conductividad que se extiende desde el pozo a través de una formación específica de soporte de hidrocarburos para una significativa distancia, para que los hidrocarburos y otros fluidos puedan fluir más fácilmente desde la roca de formación, hacia la fractura, y en última instancia al pozo. Los tratamientos de fracturamiento hidráulico están diseñados por especialistas y utilizan tecnología de punta. Programas de software son una parte integral del diseño y construcción del pozo. El control de calidad de pretratamiento y las pruebas se llevan a cabo para garantizar un resultado de alta calidad. (API, 2009)

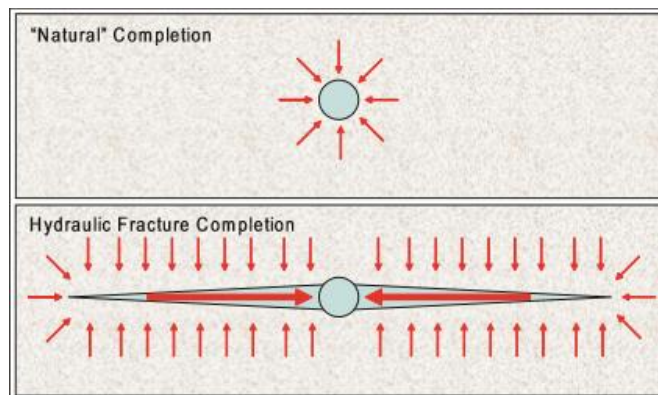


Ilustración 9. Ilustración de un pozo no fracturado y uno fracturado. Fuente: (API, 2009)

El fracturamiento hidráulico permite una producción prolongada y eficiente en los campos de petróleo y gas natural más antiguos, se ha demostrado que tres de cada cuatro pozos tratados han experimentado aumentos de producción y a su vez han incrementado en forma considerable el potencial de los yacimientos (Cardozo & Quimbaya, 2016); También permite la recuperación de petróleo y gas natural de formaciones que los geólogos creían que eran imposibles de producir, como las formaciones de lutitas.

Algunas de las razones por la cuales se fractura son:

**5.1.1 Bypass del daño de la formación.** Normalmente se desea desviar el flujo de producción normal, cuando existe algún tipo de daño en las vecindades del pozo, este daño evita que se desarrolle una explotación adecuada del yacimiento por lo que el objetivo es retornar el pozo a su producción normal.

**5.1.2 Extender una ruta.** Existen rutas preferenciales dentro del yacimiento que aportan gran cantidad de flujo al pozo, el objetivo al fracturar la formación es hacer que estos canales extiendan su alcance dentro del yacimiento, para llegar a lugares con alta saturación y poca permeabilidad.

**5.1.3 Alterar el flujo.** Se busca alterar el tipo de geometría de flujo que se lleva a cabo en el pozo, esto permite que se realice una adecuada gestión en la administración del yacimiento.

Otras razones: Sobrepasar zonas altamente dañadas, reducir la deposición de asfáltenos, controlar la producción de escamas, asegurar la producción de intervalos laminares, disminuir la velocidad de flujo en la matriz rocosa, incrementar el área efectiva de drenaje de un pozo, disminuir el número de pozos necesarios para drenar un área, reducir la necesidad de perforar pozos horizontales, disminuir la caída de presión en la matriz y retardar el efecto de conificación del agua. (Cardozo & Quimbaya, 2016).

## 5.2 ESTIMULACIÓN HIDRÁULICA Y FRACKING

Las operaciones de estimulación hidráulica requieren la instalación temporal y el uso de equipos de almacenamiento de agua superficial, almacenamiento de químicos, mezcladoras, bombas y otros equipos en el sitio del pozo. Los aditivos se entregan normalmente en forma concentrada (sólida o líquida), en sacos sellados, tanques u otros recipientes. El agua se entrega en camiones cisterna o a través de líneas de flotación. El agua puede llegar durante un período de días o semanas y puede almacenarse en sitio en tanques o pozos revestidos. La mezcla del líquido de fractura generalmente ocurre cuando se bombea la estimulación de fractura, en marcha, para que no haya un almacenamiento prolongado en el sitio del fluido de fractura premezclado. Finalmente, una vez completada la operación de estimulación, los fluidos de fractura recuperados en el flujo de agua de retorno deben separarse, contener, tratar, desecharse y / o reutilizado.

**5.2.1 Estimulación Hidráulica.** El término se emplea para describir la tecnología de extracción de gas y petróleo, de formaciones geológicas de muy baja permeabilidad. Para facilitar el flujo es preciso romper la roca. Estrictamente, la estimulación hidráulica se limita al proceso que se había usado desde hace tiempo para mejorar la productividad de pozos y su principal objetivo fue la recuperación secundaria.

**5.2.2 Fracking.** El término “fracking” o fracturamiento hidráulico es dado al proceso de extracción de hidrocarburos en formaciones muy poco permeables. De hecho, la novedad de la tecnología no radica en la fracturación hidráulica que, como se ha dicho, es antigua, sino a la combinación de esta técnica unida al uso de la perforación horizontal en formaciones no convencionales. Al gas que se extrae se le denomina “shale gas” porque las rocas “madre”, que contienen hidrocarburos y no los han liberado, son con frecuencia lutitas (roca de origen arcilloso, “shale” en inglés, motivo por el que también se dice a veces “gas de lutitas”). También se aplica a otras rocas como, por ejemplo, las margas. Lo cierto es que, aunque se sabía que estas rocas contienen petróleo, se consideraba que no era factible extraerlo. El cambio ha sido posible gracias a la fracturación hidráulica y a los pozos dirigidos.

## 5.3 MÉTODO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

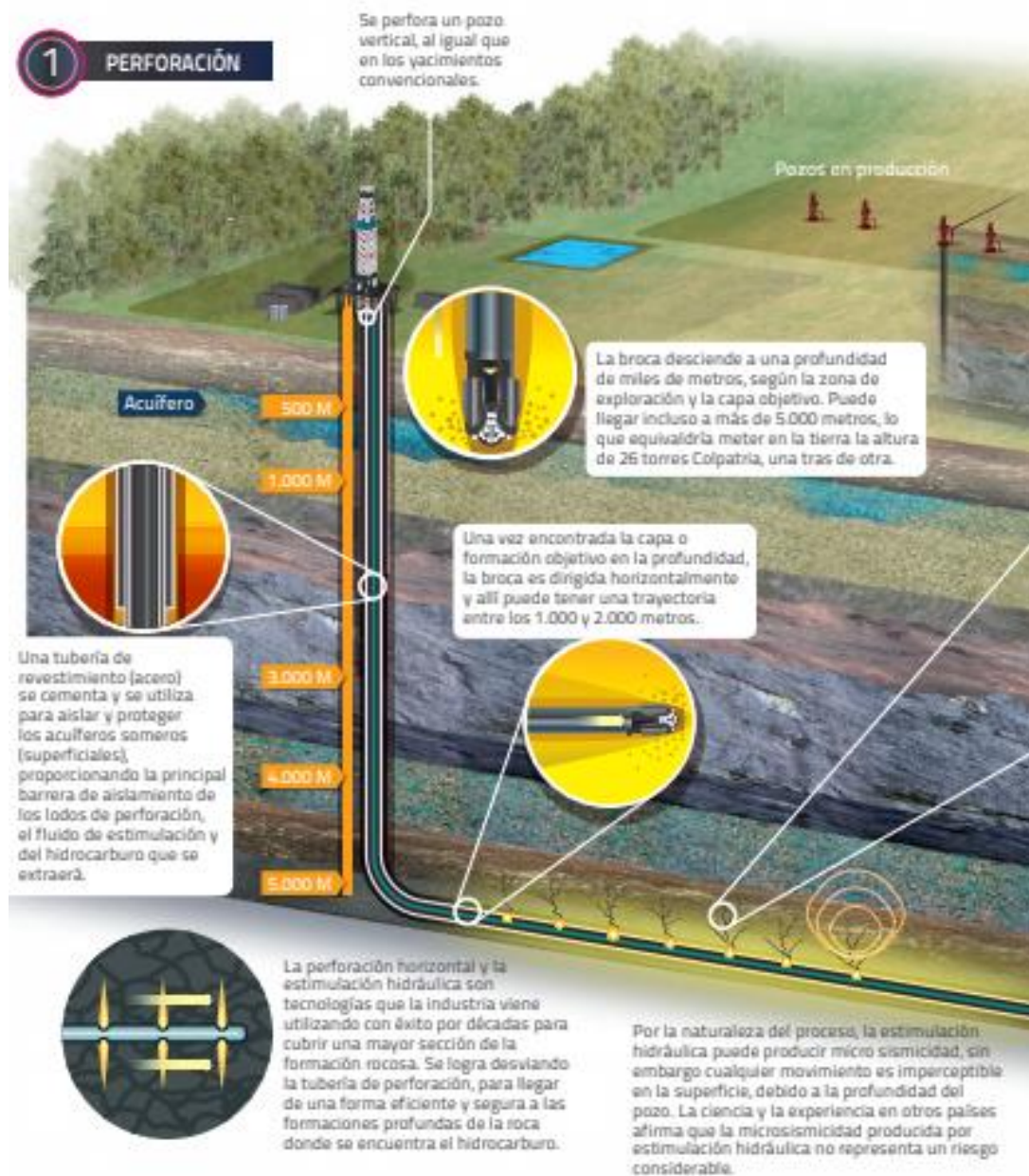


Ilustración 10. Método de fracturamiento hidráulico. Fuente: (ACP, 2014)

**5.3.1 Características metodológicas.** El diseño de un tratamiento involucra un proceso de optimización que permite balancear la predicción del incremento de producción con su costo asociado. El costo del trabajo depende del tipo y volumen de fluidos de fractura, del uso de

agentes gelatinizantes y del control de pérdida de filtrado, tipo y cantidad de agente sustentante y nivel de potencia requerida. Cada fracturamiento requiere diferentes diseños hasta obtener la mejor propuesta a sus objetivos. Para la realización de un trabajo de fracturamiento, debe contarse con una cantidad de información previa y con una serie de herramientas como:

- El tipo de formación geológica,
- Presión y temperatura de formación
- Longitud del intervalo productivo a fracturar
- Profundidad del yacimiento
- Propiedades de la roca de formación
- El tipo de líquido disponible para la fracturación
- La selección de material apuntalante. (Cardozo & Quimbaya, 2016)
- Registros eléctricos.
- Análisis pre y postfractura de pozos vecinos
- Características del fluido de fractura y del apuntalante
- Resultados del análisis de la presión transitoria del yacimiento para estimar su permeabilidad y daño.
- Simuladores del comportamiento de la producción del yacimiento
- Modelos para el diseño de fracturas hidráulicas
- Análisis de pruebas de micro y mini frac
- Análisis post fractura de pozos vecinos.

(Néquiz & Robles, 2014)

Como se menciona anteriormente, para el diseño del tratamiento de fracturamiento es necesario realizar ciertas pruebas que determinarán los parámetros más importantes del proceso. Se realizan bombeos de diagnóstico convencionales tales como breakdown, step up rate test (STR), step down rate test (SDT) y minifrac – fluid efficiency test (FET), en cada zona, así:

Prueba de inyectividad tipo Step Up Rate Test (SRT) finalizando en Step Down Rate Test (SDT): Se realiza una inyección tipo Step Up Rate Test (SRT), esta prueba proporciona un valor para la presión de extensión de fractura. Para la ejecución del SRT, se bombea salmuera inhibida a tasas incrementales y la presión de inyección final es registrada para cada tasa. La presión de fondo resultante a cada tasa es graficada versus la tasa de inyección, y el punto de quiebre es identificado con la presión de extensión de la fractura. Para mejores resultados, cada tasa debe ser sostenida por un período de tiempo fijo.

El bombeo finaliza con una inyección tipo Step Down Rate Test (SDT) para ayudar a identificar la restricción en la comunicación entre el wellbore y el cuerpo principal de la fractura. En algunos casos, la restricción se puede deber a un inadecuado diámetro de cañoneo, o debido al bajo número de perforaciones que se encuentran comunicadas con la fractura, en este caso la restricción de flujo será de forma “perforation friction” con valores cercanos a los 300 psi. En otros casos, debido a que la fractura y el wellbore no se encuentran alineados, el fluido puede seguir un camino tortuoso o complejo desde el wellbore hacia el cuerpo principal de la fractura; en este caso la restricción de flujo se denomina tortuosidad con valores cercanos a los 1000 psi. (Portela, Higuera, Nieto, & Garay, 2017)



Luego de las pruebas anteriores se procede con el método, que consiste en la inyección de un fluido fracturante, altamente viscoso, por encima de la presión de fractura de una formación, con el objeto de generar en ella canales de flujo (fracturas) y colocar un elemento de empaque (arena) que permita incrementar la conductividad de la formación y, por ende, el flujo de fluidos hacia el pozo.

En el proceso se aplica presión a una formación, hasta que se produce en ésta una falla o fractura. Una vez producida la rotura, se continúa aplicando presión para extenderla más allá del punto de falla y crear un canal de flujo de gran tamaño que conecte las fracturas naturales y produzca una gran área de drenaje de fluidos del yacimiento. (Guía de diseño para fracturamientos hidráulicos). Cuando se retira la presión hidráulica se requiere de algo que evite el cierre de la fractura; para ello es agregado un material que actúa como columnas capaces de evitar el cierre de la fractura; a dicho material se le conoce como apuntalante, agente sostén o propante. (Picon, 2007)

Una vez identificada la formación objetivo, se perfora un pozo, que es vertical, hasta llegar cerca de la profundidad deseada (generalmente entre 1 y 4 km). A partir de entonces se va orientando hacia la horizontal para seguir por la formación deseada (típicamente 2 km). Una vez finalizado el pozo, se fractura y se extrae el hidrocarburo. (Davies et al., 2012)

Al contrario de muchos informes de los medios, el fracturamiento hidráulico no es un "proceso de perforación", el fracturamiento hidráulico se usa después de que se completa el hueco perforado y es el uso de fluidos y materiales para crear o restaurar pequeñas fracturas en una formación a fin de estimular la producción de pozos de petróleo y gas nuevos y existentes. Esto crea caminos que aumentan la velocidad a la que se pueden producir fluidos a partir de las formaciones del yacimiento.

El proceso incluye pasos para proteger los suministros de agua. Para garantizar que ni el fluido que eventualmente se bombeará a través del pozo, ni el petróleo o el gas que eventualmente se recolectará, ingrese a suministros de agua, o a la tubería intermedia que se inserta en el pozo a profundidades entre 1,000 y 4,000 pies. El espacio entre esta tubería y el orificio perforado (pozo), llamado anular, está lleno de cemento. Una vez que el cemento se ha fraguado, la perforación continúa desde el fondo de la superficie o la tubería intermedia de acero cementado hasta la siguiente profundidad. Este proceso se repite, utilizando una tubería de acero cada vez más pequeña, hasta que se alcanza el yacimiento de petróleo y gas (generalmente de 6,000 a 10,000 pies).

Con estas y otras precauciones tomadas, se bombean grandes volúmenes de fluidos de fracturación profundamente en el pozo a presiones suficientes para crear o restaurar las pequeñas fracturas en la roca del yacimiento necesarias para hacer posible la producción.

Este proceso puede requerir varias etapas, cada etapa del proceso está compuesta de diferentes mezclas de fluidos que se bombean secuencialmente con el objetivo de crear y propagar la fractura hidráulica y colocar el apuntalante. Por supuesto, lleva menos de ocho horas bombear una etapa de estimulación de fractura y algunos pozos pueden requerir muchas etapas.

**5.3.1.1 Minifrac.** El minifrac es una prueba de inyección/declinación, ejecutada con o sin propante y con fluido de fractura previa a la ejecución de la fractura principal. Mediante éste es posible identificar valores de parámetros específicos de la formación y el pozo que son críticos para un óptimo diseño de la fractura. La intención es realizar rompimiento de la formación para crear una fractura corta durante el período de inyección, y luego observar el cierre del sistema de fractura durante un período de declinación. Los parámetros principales que se pueden obtener son presión de cierre de la fractura, gradiente de fractura, eficiencia del fluido, permeabilidad y presión de yacimiento.

### **5.3.2 Etapas en el proceso de fracturamiento hidráulico**

**5.3.2.1 Etapa ácida,** que consta de varios miles de galones de agua mezclados con un ácido diluido como el ácido clorhídrico o muriático: sirve para limpiar los restos de cemento en el pozo y proporcionar un conducto abierto para otros fluidos de fractura al disolver minerales de carbonato y abrir fracturas cerca del pozo.

**5.3.2.2 Etapa de relleno,** que consta de aproximadamente 100.000 galones de agua sin material de soporte: esta etapa abre la formación y ayuda a facilitar el flujo y la colocación del material de soporte.

**5.3.2.3 Etapa de secuencia de apuntalamiento,** que puede consistir en varias etapas de agua combinadas con material apuntalante (que consiste en una fina malla de arena o material cerámico, destinado a mantener abiertas las fracturas creadas): esta etapa puede usar colectivamente varios cientos de miles de galones de agua. El material apuntalante puede variar de un tamaño de partícula más fino a un tamaño de partícula más grueso a lo largo de esta secuencia.

**5.3.2.4 Etapa de descarga,** que consiste en un volumen de agua fresca suficiente para eliminar el exceso de apuntalante del pozo.

## **5.4 FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO**

El propósito de un fluido de fracturamiento es básicamente mantener abierta, extender la fractura hidráulica y de transportar y distribuir el agente apuntalante a lo largo de la fractura.

**5.4.1 Características del fluido de fracturamiento.** El fluido utilizado para la fractura hidráulica contiene varios grupos de componentes, que generan alta capacidad para el transporte de material apuntalante, destinados a mejorar el proceso y evitar determinados daños por corrosión y por oxidación a la estructura del pozo evitando así riesgos posteriores de fugas, precipitaciones de sólidos e incrementar la eficiencia de cada fractura, al reducir la pérdida de carga por fricción. Estos fluidos pueden ser base agua, aceite o espuma.

El fluido de fracturamiento debe:

- Ser compatible con el material de la formación: no debe reaccionar químicamente con la roca, no debe desestabilizar las arcillas.

- Ser compatible con los fluidos de la formación: Es decir, no debe generar ninguna emulsión con el petróleo o agua de formación, no debe generar un bloqueo en el caso de yacimientos de gas seco.
- Ser capaz de suspender el apuntalante y transportarlo en lo profundo de la fractura.
- Ser capaz, a través de su propia viscosidad, de desarrollar la fractura con el ancho necesario para aceptar el apuntalante o para permitir la penetración profunda del ácido. El ancho es dependiente de la viscosidad del fluido. Además, la viscosidad es un parámetro a tomar en cuenta al momento de trabajar la tortuosidad. (Madrid, 2011)
- Ser un fluido eficiente (ejemplo, que tenga una pérdida mínima de fluido). Es necesario que algo de fluido pase a la matriz para que la fractura se cierre, pero debemos poder controlar ésta pérdida. En este caso los requerimientos dependerán de la temperatura, de la permeabilidad y del fluido de formación.
- Ser fácil de remover de la formación: Una vez que se termina el bombeo y que la fractura se cierra sobre el agente de sostén se necesita sacar rápidamente el fluido inyectado del empaque y de la formación. También debe quedar lo mínimo posible de residuo dentro del empaque. Por lo tanto, el gel tiene que romperse completamente volviendo en algo lo más parecido posible al fluido base. (Madrid, 2011)
- Tener baja presión de fricción.
- Tener una preparación simple y fácil para desarrollarse en el campo.
- Ser estable para que pueda mantener su viscosidad a lo largo del tratamiento.
- Ser económicamente disponible (rentable). (Hernandez, 2013)

Los fluidos base agua son los más usados en los tratamientos de fracturamiento hidráulico, debido a su bajo costo, alto desempeño y fácil manejo, muchos polímeros solubles en agua pueden ser utilizados para proporcionar una elevada viscosidad capaz de sostener el apuntalante a temperatura ambiente, sin embargo a medida que esta se incrementa estas soluciones se adelgazan significativamente, sin embargo, el aumentar la concentración de polímeros (carga polimérica) puede neutralizar los efectos térmicos, pero no resulta económico, ni práctico por el daño que provoca en la cara de la fractura. En general son fluidos a base de agua, hidrocarburos o se pueden usar espumas (nitrógeno o dióxido de carbono). Dentro de estos parámetros, estos fluidos generalmente pueden alcanzar muy buena viscosidad.

La cantidad de fluido de fracturamiento inyectado por pozo varía entre 4 y 30 millones de litros, siendo transportado, en general, en camiones cisterna y almacenado en balsas construidas in-situ.

Una característica a destacar de un fluido fracturante es su habilidad para transportar el apuntalante por las tuberías de perforación e introducirlo dentro de la fractura.

La eficiencia del fluido es normalmente lograda por la combinación de fluidos altamente viscosos con aditivos para pérdidas de fluidos. Estos aditivos para pérdidas de fluidos pueden contar de agentes plásticos, agentes expandibles, micro emulsiones, o agentes emulsificados.

Otra característica importante de un fluido fracturante es su habilidad para reverter de una alta viscosidad a una baja durante la residencia en la formación. La reducción de la viscosidad es necesaria para que el tratamiento del fluido pueda removerse de la formación fácilmente.

La viscosidad del fluido de facturación es normalmente reducida por degradación termal en pozos con altas temperaturas o por la degradación controlada a través del uso de agentes fracturantes tales como enzimas, oxidantes o ácidos débiles. Los sistemas modernos de fluidos fracturantes han sido desarrollados para permitir altas viscosidades, pero tener reducidas propiedades de fricción. Muchos de estos fluidos pueden bombearse a bajas presiones con fluidos base de baja viscosidad, tales como agua o aceite, a través de la superficie de la turbulencia por sistemas poliméricos de cadena larga. Si el fluido no puede ser bombeado fácilmente no es aceptado como un fluido fracturante.

En criterio de selección para un fluido de fracturamiento es la relación costo-efectividad tratándose de la formación bajo estudio. Es bastante obvio, que un fluido que tiene todos estos atributos, pero no tiene un rendimiento costo-efectividad de estimulación podría no ser un fluido ideal. (Hernandez, 2013)

#### **5.4.2 Consideraciones de diseño.**

- Tipo de fluido y energía del yacimiento.
- Requerimientos de viscosidad.
- Reología del fluido.
- Economía del fluido.
- Experiencia en el área.
- Datos de laboratorio.
- Disponibilidad de materiales.
- Selección del tipo de arena/material apuntalante.
- Bajo coeficiente de pérdida.
- Alta capacidad de transporte del apuntalante.
- Bajas pérdidas de presión por fricción en las tuberías y altas en la fractura. (Montgomery C. , 2013)
- Fácil remoción después del tratamiento.
- Compatibilidad con los fluidos de formación.
- Mínimo daño a la permeabilidad de la formación y fractura.

#### **5.4.3 Tipos de fluidos fracturantes**

**5.4.3.1 Base agua.** Los fluidos fracturantes base agua son utilizados en la mayoría de tratamientos de fracturamiento hidráulico.

Ventajas:

- Los fluidos base agua son económicos. La base del fluido, agua, es mucho más económica que el aceite, condensados, metanol o ácido.
- Los fluidos base agua, incrementan el rendimiento del cabezal hidrostático en comparación con los de aceite, gases y metanol.
- Estos fluidos son incombustibles; por lo tanto, no representan un riesgo de fuego.
- Los fluidos basados en agua están disponibles con facilidad.
- Este tipo de fluidos son fácilmente viscosificados y controlados. (Hernandez, 2013)

**5.4.3.1.1 Water frac.** Está compuesto de agua, un agente de control de arcilla y un reductor de fricción. A veces se agrega un agente de recuperación de agua (WRA) para tratar de reducir cualquier permeabilidad relativa o efectos bloqueo de agua. La principal ventaja de usar un "Water Frac" es el bajo costo, la facilidad de mezcla y la capacidad para recuperar y reutilizar el agua. La principal desventaja es la baja viscosidad que resulta en un ancho de fractura estrecho. Debido a que la viscosidad es baja, el principal mecanismo de transporte del apuntalante es la velocidad, por lo que las fracciones de agua generalmente se bombean a velocidades muy altas (60 a 120 bpm).

**5.4.3.1.2 Geles lineales.** Son aquellos que presentan la formulación más simple, están compuestos de agua, un agente de control de arcilla y un agente gelificante como Guar, HPG (Hidroxipropil Guar) o HEC (Hidroxietil celulosa). Debido a que estos agentes gelificantes son susceptibles al crecimiento de bacterias, contienen un bactericida o biostato. También se agregan rompedores químicos para reducir el daño al apuntalante. Las WRA (Agente de Recuperación de Agua) también se usan a veces. La principal ventaja de un gel de revestimiento es su bajo costo y características mejoradas de viscosidad. La principal desventaja es la baja viscosidad que resulta en un ancho de fractura estrecho, y en comparación con un water frac el agua no es reutilizable, debido a que el agua devuelta tiene un interruptor residual.

**5.4.3.1.3 Geles reticulados.** Están compuestos de los mismos materiales que un gel lineal con la adición de un reticulante que aumenta la viscosidad del gel lineal de menos de 50 cps a los 100 o 1000 cps. La alta viscosidad aumenta el ancho de fractura, por lo que puede aceptar mayores concentraciones de apuntalante, reduce la pérdida de fluido para mejorar la eficiencia del fluido, mejora la capacidad de transporte del apuntalante y reduce la presión de fricción, así mismo aumenta la elasticidad. La pérdida de fluido se controla mediante una torta de filtro que se acumula en la cara de la fractura a medida que el fluido pierde fluido en la formación.

**5.4.3.2 Base aceite.** Presenta la mayor compatibilidad con todas las formaciones; de esta forma minimiza la posibilidad de generar daño a la formación por migración de finos e hinchamiento de las arcillas. La mejor característica es que al entrar en contacto el aceite con el agente gelificante, se incrementa de manera rápida la viscosidad del gel y esto elimina la necesidad de premezclar el fluido base, gracias a esta misma característica se puede cambiar de manera fácil la viscosidad del gel en tiempo real. En condiciones frías estos fluidos son mejores que los base agua. (Picon, 2007)

Hay algunas desventajas en el uso de aceites gelificados. Los problemas de gelificación pueden ocurrir cuando se utilizan aceites crudos de alta viscosidad o aceites crudos que contienen muchos tensioactivos naturales. Cuando se usan aceites refinados como el diésel, el costo es muy alto y el aceite debe recogerse en la refinería antes de agregar aditivos como depresores del punto de fluidez, tensioactivos de limpieza del motor, etc. También hay mayores preocupaciones con respecto a la seguridad del personal y el impacto ambiental, en comparación con la mayoría de los fluidos de agua. (Montgomery C. , 2013)

-Los fluidos a base de aceite generalmente cuestan más que los fluidos acuosos debido al costo del aceite.

-Los fluidos a base de aceite necesitan potencia hidráulica adicional para compensar las pérdidas de presión por fricción.

-Los aceites inflamables plantean preocupaciones adicionales de seguridad, incluido un riesgo extremo de incendio. (Mi SWACO, 2011)

**5.4.3.3 Espumas / poliemulsiones.** Son fluidos que están compuestos de un material que no es miscible con agua. Esto podría ser nitrógeno, dióxido de carbono o un hidrocarburo como propano, diesel o condensados. Estos fluidos son muy limpios, tienen muy buen control de pérdida de fluidos, proporcionan un excelente transporte de apuntalante y rompen fácilmente a través de separación por gravedad. Las poliemulsiones están formadas por emulsionar un hidrocarburo tal como condensado o diésel con agua de modo que el hidrocarburo es la fase externa. La viscosidad se controla variando la relación hidrocarburo / agua.

Las espumas hechas con nitrógeno o dióxido de carbono son generalmente de 65 a 80% (denominado calidad de 65 a 80) de gas en un medio portador de agua que contiene un agente espumante a base de surfactante. A veces se añaden  $N_2$  o  $CO_2$  a una concentración más baja (calidad de 20 a 30) para formar "Fluidos Energizados". Esto se hace para reducir la cantidad de agua colocada en la formación y para proporcionar más energía para ayudar en la recuperación de la carga durante el período de retorno posterior al fraccionamiento. Cuando se agregan  $N_2$  /  $CO_2$  con calidades superiores a 80, la mezcla resultante se denomina neblina con una viscosidad "0", esta calidad normalmente no se usa en fracturas. La principal desventaja de estos fluidos es la seguridad, es decir, el bombear un gas a alta presión o, en el caso de poliemulsiones y propano gelificado, bombear un fluido inflamable. El  $CO_2$  tiene un peligro adicional ya que puede causar tapones de hielo seco a medida que se reduce la presión. Estos fluidos generalmente también son más caros y los gases pueden no estar disponibles en áreas remotas. (Montgomery C. , 2013)

- Los fluidos de espuma tienen propiedades de limpieza superiores.
- Las concentraciones muy altas de apuntalante pueden exceder las capacidades de los equipos de mezcla y ser más difícil de limpiar.
- Los fluidos de espuma se agregan a la porción líquida del fluido de fractura, lo que hace que su uso sea poco práctico cuando se requieren concentraciones de apuntalante súper altas.
- Los fluidos de espuma pueden ser más apropiados en formaciones muy estrechas donde la conductividad de fractura es menos importante (Mi SWACO, 2011)

**5.4.4 Composición.** El fluido de fracturamiento es un producto cuidadosamente formulado. La composición varía según el yacimiento, el contratista y el pozo, dependiendo de esto puede requerir aditivos específicos para lograr el rendimiento deseado del pozo; sin embargo, no todos los pozos requieren cada categoría de aditivos.

Los primeros tratamientos tenían como base el crudo gelificado, seguido del queroseno gelificado; en 1952 se utilizaban crudos y aceites refinados ya que eran más baratos y se manejaban grandes volúmenes. Con la llegada del agua en 1953 se desarrollaron una serie de agentes gelificantes; En 1962 Loyd Kern emitió la primera patente en guar reticulado por borato (Estados Unidos 3058909); en 1964, Tom Perkins, obtuvo la primera patente en un rompedor de gel de borato. Se han agregado tensioactivos para minimizar emulsiones con el fluido de

formación y se añadió cloruro de potasio para minimizar el efecto del agua sobre las arcillas y otras formaciones sensibles al agua; más tarde se desarrollaron agentes estabilizadores que aumentó el cloruro de potasio, permitiendo el uso de agua en más formaciones. Otras innovaciones como las espumas y adición de alcohol han mejorado el uso del agua.

A principios de la década de 1970 se empezó a usar agentes de reticulación a base de metal para mejorar la viscosidad de los fluidos de fracturamiento a base agua gelificada para pozos de mayor temperatura.

Debido a que cada vez más están involucrados los pozos de alta temperatura se han desarrollado estabilizadores de gel. (Montgomery & Smith, 2010)

El agua y la arena constituyen del 98 al 99.5 por ciento del fluido utilizado en la fracturación hidráulica. Además, se utilizan aditivos químicos. La formulación exacta varía según el pozo.

Los productos químicos cumplen muchas funciones en el fracturamiento hidráulico. Desde limitar el crecimiento de bacterias hasta prevenir la corrosión de la cubierta del pozo, se necesitan productos químicos para asegurar que el trabajo de fractura sea efectivo y eficiente.

Un tratamiento de fractura típico utilizará concentraciones muy bajas de entre 3 y 12 productos químicos aditivos, dependiendo de las características del agua y la formación de esquisto que se está fracturando.

En la (Ilustración 10) se muestra la composición de un fluido de fracturamiento hidráulico teniendo en cuenta lo antes mencionado.



Ilustración 11. Aditivos típicos utilizados en la estimulación hidráulica y su uso doméstico común. Fuente: (ACP, 2017)

**5.4.4.1 El agua.** Las consideraciones asociadas con la adquisición, uso y gestión del agua en las operaciones de fracturamiento hidráulico pueden tener fases diferentes.

- Adquisición de agua de origen: Suministros de agua necesarios para las operaciones de fracturamiento hidráulico. Según (Gómez, 2016) la adquisición del agua puede verse como el punto inicial de un fracturamiento hidráulico. Una vez identificado el pozo que se va a desarrollar y explotar, es imperativo identificar los recursos hídricos y evaluarlos en un esfuerzo para reducir el uso de agua potable.

- Transporte: transporte del agua desde la fuente al sitio del pozo y desde el sitio del pozo hasta el punto de tratamiento o eliminación. En (Taylor, 2014) se habla de que el transporte del agua ocupa del 60-80% de la logística asociada al ciclo de vida del agua en la explotación de un yacimiento shale.

El transporte de agua desde la fuente de suministro, así como la canalización de las aguas residuales, deben considerarse cuando se evalúa la viabilidad económica de las estrategias del manejo del agua en una explotación. Tanto los camiones cisterna, como las líneas de tuberías son opciones para el transporte del fluido. (Gómez, 2016)



Los camiones involucran el uso de trailers de agua, normalmente llevando desde 100 a 160 barriles de agua por cada carga. Por otro lado, existen tres tipos de tuberías para la transferencia de agua: el uso de líneas rápidas, polietileno de alta densidad y tuberías de aluminio con aire. Para el transporte de pequeños volúmenes de agua se pueden utilizar tuberías de poliéster, mientras que, para grandes volúmenes de agua, como se menciona en (Tipton, 2014), se utilizan líneas de irrigación de aluminio de 10 pulgadas, pero también pueden ser transportadas por líneas de polietileno de alta densidad, especialmente para agua producida o reciclada.

- Almacenamiento: Requisitos y limitaciones para el almacenamiento de agua en el sitio. Según (Trombetta, 2012) los fluidos generalmente se almacenan en tanques o lagunas artificiales debidamente aisladas o recubiertas con film protector. En el primer caso, muchos operadores, especialmente en los Estados Unidos, utilizan tanques metálicos para almacenar los fluidos a inyectar en las operaciones de fractura en lugar de lagunas artificiales. Estos tanques deben cumplir con los estándares establecidos específicamente por los distintos Estados. En el segundo caso, el almacenamiento en lagunas artificiales debe cumplir con las disposiciones locales, buenas prácticas industriales y buenas especificaciones del film protector a ser utilizado.

- Uso: uso del agua, volumen que se requiere y aditivos necesarios para lograr los objetivos de fractura.

- Tratamiento y reutilización / reciclaje: Saber si el agua producida puede ser tratada para reutilizarla o verterla a la superficie. Para el tratamiento se requiere crear plantas para reducir el uso de camiones para el transporte del fluido; y en el caso de la reutilización o reciclaje, es la opción más práctica y económica, pues no se necesita disponer de gran cantidad de agua dulce para el fracturamiento. (Trombetta, 2012)

- Tratamiento y eliminación: si el agua no se va a reciclar o reutilizar, determinar el lugar de la eliminación. (API, 2010). Esta práctica es reconocida como una actividad bien regulada y efectiva.

**5.4.4.1.1 Evaluación de los requisitos de agua de origen.** El agua para fracturamiento hidráulico se puede obtener de: agua superficial, aguas subterráneas, proveedores municipales de agua, aguas residuales tratadas de instalaciones de tratamiento municipales e industriales, agua de enfriamiento de la central eléctrica, y agua reciclada producida o de retorno.

La elección dependerá de los requisitos de volumen y calidad del agua, disponibilidad regulatoria y física, además de los usos y características de la formación a fracturar (incluyendo consideraciones de calidad del agua y compatibilidad). Es importante destacar que no todas las opciones pueden estar disponibles para todas las situaciones, y el orden de las preferencias puede variar de un área a otra. Además, para fuentes de agua como aguas residuales industriales, agua de refrigeración de centrales eléctricas o agua producida, puede requerirse un tratamiento adicional antes del uso para fracturar, lo que puede no ser posible o factible y puede no entregar los resultados necesarios para asegurar el éxito del proyecto.

**5.4.4.1.2 Agua superficial.** Muchas áreas obtienen sus principales suministros de agua de fuentes de agua superficial, por lo que el uso a gran escala de esta fuente, para las operaciones de fracturamiento hidráulico puede afectar otros usos competitivos. En algunas circunstancias será

necesario identificar las fuentes capaces de satisfacer las necesidades de perforación y de fracturamiento hidráulico que no compitan o interfieran con las actividades ya existentes.

Consideraciones importantes al evaluar los requisitos de suministro de agua de las fuentes de agua superficial: volumen de agua requerido, así como la secuencia y la programación de la adquisición de estos suministros. La Retirada de los cuerpos de agua superficiales, como ríos, arroyos, lagos, estanques naturales, estanques privados, etc., pueden requerir permisos de agencias reguladoras, así como también permiso de propietarios. También se debe tener en cuenta que las extracciones de agua durante los períodos de flujo bajo de la corriente no afecten a los peces y otras formas de vida acuática, pesca y otras actividades recreativas, suministros municipales de agua y otras instalaciones industriales, como plantas de energía. Los permisos de extracción de agua pueden requerir el cumplimiento de mediciones, monitoreo, informes, mantenimiento de registros y otros requisitos, que podrían incluir especificaciones para la cantidad mínima de agua. Haciendo solicitudes de extracción de agua superficial, se debe considerar los siguientes impactos potenciales que podrían controlar el tiempo y volumen disponible:

- propiedad, asignación o apropiación de los recursos hídricos existentes;
- volumen de agua disponible para otras necesidades, incluido el suministro público de agua;
- degradación del mejor uso designado de una corriente;
- impactos en los hábitats y usuarios aguas abajo;
- impactos en peces y vida silvestre;
- disminución del volumen del cuerpo de agua;
- medidas de mitigación para evitar la transferencia de especies invasoras de un cuerpo de agua superficial a otro (como resultado de extracción de agua y descarga posterior en otro cuerpo de agua superficial).

Las autoridades encargadas de gestión del agua pueden solicitar que se identifique la fuente de agua que se utiliza para suministrar operaciones de fracturamiento hidráulico y que se proporcione información sobre cualquier agua superficial propuesta recientemente fuente que no ha sido aprobada previamente para su uso. La información que debe proporcionarse puede incluir el retiro, ubicación y el tamaño del área de drenaje aguas arriba y los datos disponibles del medidor de flujo, junto con la demostración de cumplimiento en relación con los estándares de flujo de flujo. Para obtener aprobación y / o mantener una buena relación con los organismos reguladores, las comunidades locales y otras partes interesadas, es obvio que las solicitudes de extracción de agua de las cuencas hidrográficas sensibles deben considerarse cuidadosamente por su impacto más amplio. Finalmente, en algunos lugares, se pueden requerir una variedad de permisos para el transporte de agua a través de tuberías, canales o arroyos así como en camión cisterna. Además, los equipos o estructuras utilizados para la extracción de agua superficial, como tuberías verticales, también pueden requerir permisos.

**5.4.4.1.3 Agua subterránea.** Siempre que sea posible, se debe considerar el uso de agua no potable para perforación y fracturamiento hidráulico. Se pueden evitar las preocupaciones sobre el suministro de agua si las fuentes de agua subterránea de baja calidad, como el agua con > 10,000ppm de TDS se utilizan. Por ejemplo, en algunos casos, los operadores están utilizando

aguas salinas con hasta 30,000 ppm, donde la disponibilidad de agua dulce puede ser incierta o limitada. Es posible que se necesite abordar muchas de las consideraciones para las aguas subterráneas que para las aguas superficiales.

**5.4.4.1.4 Suministros de agua municipal.** Se puede considerar la obtención de suministros de agua de proveedores de agua municipales, pero el uso del agua debe ser equilibrado con otros usos y necesidades de la comunidad. Esta opción puede ser limitada, ya que algunas áreas pueden estar sufriendo las limitaciones actuales del suministro de agua, especialmente durante los períodos de sequía, por lo que a largo plazo la fiabilidad de los suministros de los proveedores municipales de agua debe evaluarse cuidadosamente.

**5.4.4.1.5 Agua del yacimiento y flowback.** El agua producida del yacimiento y el flowback se pueden tratar y reutilizar para fracturar, dependiendo de la calidad del agua. El agua de formación natural ha estado en contacto con la formación del yacimiento durante millones de años y por lo tanto contiene minerales nativos de la roca. La salinidad, TDS y la calidad general de este flowback puede variar según la cuenca geológica y los estratos de roca específicos. Por ejemplo, la salinidad del agua puede variar de salobre (5,000 partes por millón (ppm) a 35,000 ppm TDS), a solución salina (35,000ppm a 50,000 ppm TDS), a salmuera sobresaturada (50,000 ppm a > 200,000 ppm TDS). Otras características que pueden influir en las opciones de gestión del agua para las operaciones de fractura incluyen concentraciones de hidrocarburos (analizados como aceite y grasa), sólidos en suspensión, orgánicos solubles, hierro, calcio, magnesio, benceno, boro, silicatos y posiblemente otros constituyentes.

**5.4.4.2 Apuntalante.** (1%-9.5% del volumen total): Generalmente partículas de arena o cerámica.

El primer fracturamiento utilizaba arena de río tamizada. Otros siguieron usando arena de construcción tamizada. Ha habido una serie de tendencias en el tamaño de la arena, de muy grande a pequeña, pero, desde el principio, una arena de malla estándar de EE. UU. De 20 a 40 +40 ha sido la más popular, y actualmente aproximadamente el 85% de la arena utilizada es este tamaño.

La arena natural ha sido la más utilizada debido a que cumple con las características físicas, mecánicas y químicas además del tamaño, esfericidad, resistencia mecánica y baja solubilidad en ácido, necesarias para su uso en esta tecnología.

Se han evaluado numerosos agentes de apuntalamiento (sintéticos) a lo largo de los años, incluidos gránulos de plástico, granallas de acero, cristales de vidrio, bolas de aluminio, perlas de vidrio de alta resistencia, cáscaras de nueces redondeadas, arenas recubiertas de resina, bauxita sintetizada y circonio fundido.

La concentración de arena (lbm / galón de fluido) permaneció baja hasta mediados de la década de 1960, cuando se introdujeron fluidos viscosos como gel reticulado a base de agua y aceite refinado viscoso. La tendencia luego cambió a bombear mayores concentraciones de arena. Desde ese momento, la concentración ha aumentado casi continuamente en los últimos años. Estas altas concentraciones de arena se deben en gran medida a los avances en el equipo de bombeo y a la mejora de los fluidos de fractura. Ahora no es raro usar concentraciones de apuntalante con un promedio de 5 a 8 lbm / gal durante todo el tratamiento, con una

concentración baja al comienzo del trabajo, aumentada a 20 lbm / gal hacia el final del trabajo. (Montgomery & Smith, 2010)

### **Propiedades físicas del apuntalante.**

El propósito de una fractura es crear un canal que permita la migración de hidrocarburos desde la formación hasta la cara del pozo. Para conseguir este propósito, la fractura deberá tener una longitud de penetración apropiada, según el tipo de formación; además de una conductividad apropiada que facilite el flujo de fluidos. Se sabe que la conductividad se encuentra afectada por el ancho de la fractura y por su permeabilidad. De antemano se sabe que sólo es posible obtener un ancho de fractura muy reducido. Por tanto, para llegar a maximizar la conductividad de una fractura se hace necesario poner en consideración, las siguientes propiedades:

- **Tamaño del apuntalante.** Si idealizamos la forma de los granos de apuntalante a esferas; las cuales buscamos sean apiladas en el interior de una fractura para evitar el cierre de la misma. Allí se generan espacios que quedan entre los granos de apuntalante (esferas) producto de su curvatura, estos canales que permitirán el flujo de fluidos, constituyen la permeabilidad de la fractura; por tanto, entre mayor sea el diámetro de cada grano, mayores serán los canales que teóricamente se formarán. Sin olvidar que la fractura se encuentra sometida a la acción de esfuerzos y que éstos ejercen una marcada influencia en la conductividad
- **Resistencia del apuntalante.** La naturaleza propia de los materiales que se emplean como agente sostén, determina la resistencia particular del apuntalante cuando está sometido a diferentes esfuerzos.
- **Concentración del apuntalante.** Variar la concentración del apuntalante en la fractura, significa variar la dosificación del apuntalante en superficie. Apuntalante que permanece en el interior, mantiene la forma de la fractura, pues soporta los esfuerzos de la formación evitando su cierre. (Picon, 2007)

**5.4.4.3 Aditivos químicos.** Todos los aditivos usados por el fracking son comunes en las industrias agrícola, farmacéutica, minera, automovilística y muchas otras, ellas están sometidas a regulaciones más restrictivas de información, praxis y tratamiento posterior del residuo.

Cada aditivo cumple un propósito específico de ingeniería. La fluidez de la mezcla (emulsión de arenas en agua y aditivos) se logra con demulsificadores, entrecruzadores y reductores de fricción; la capacidad portante de la mezcla se aumenta con el uso de agentes espesantes y surfactantes. Se inhibe la corrosión al añadir Metanol y Bisulfato Amónico. El control biológico se logra con biocidas y el control de precipitaciones con estabilizadores de cal y agentes quelantes. Además, para mejorar la efectividad de la emulsión, se añaden controladores del pH y disolventes. El uso de los químicos en el fracturamiento hidráulico permite que los fluidos sean bombeados a una velocidad mayor y una presión reducida en el momento de colocar el apuntalante en las fracturas.

- **Controladores del pH:** ácido acético; Son usados para controlar el PH de ciertos geles reticulados. Aceleran la hidratación de ciertos polímeros. Usando este controlador se prepara al fluido para poder hidratarse y degradarse adecuadamente. (Jácome & Muñoz, 2016)

- **Estabilizadores:** Se adicionan al gel para proporcionar mayor estabilidad al fluido. Mantienen la viscosidad del gel a temperaturas mayores de 200°F, retardando la degradación. como ácido cítrico o ácido clorhídrico, utilizados para inhibir la precipitación de compuestos de hierro manteniéndolos en una forma soluble y para el control de precipitaciones se utilizan estabilizadores de cal (Cloruro de Potasio) y agentes quelantes (Cloruro de Amonio).
- **Estabilizadores de arcillas:** Estudios demuestran que las arcillas y finos presentes en las formaciones productoras reducen el éxito del proceso de estimulación. Este daño puede prevenirse con estabilizadores de arcilla como: cloruro de Potasio, Cloruro de Amonio, Cloruro de calcio, etc.
- **Rompedores:** Un rompedor es un aditivo que permite la degradación controlada de un fluido viscoso de fracturamiento a un fluido con baja viscosidad y producido hacia fuera de la fractura, degradan generalmente a los polímeros a geles fracturantes a base de agua. (Jácome & Muñoz, 2016)
- **Controladores de pérdidas de filtrado:** Controla la pérdida de filtrado hacia la formación durante el proceso de fracturamiento. Un ejemplo de esto es la arena sílica.
- **Disolventes:** hidrocarburos aromáticos.
- **Surfactantes** (0.5 – 2 gal por 1000 gal): como el metanol, modifican la tensión superficial e interfacial; evitan o rompen las emulsiones.
- **Entrecruzadores:** Sales de boro.
- **Demulsificadores:** Disulfatos.
- **Una solución de ácido diluido:** como se describe en la primera etapa, utilizada durante la secuencia de fractura inicial. Esto limpia el cemento y los escombros alrededor de las perforaciones para facilitar las subsiguientes soluciones de agua resbaladiza empleadas para fracturar la formación.
- **Un biocida o desinfectante** (0.005%-0.05% del Volumen total): utilizado para prevenir el crecimiento de bacterias, que pueden generar gas ácido o ácido sulfúrico e interferir con la operación de fractura: los biocidas generalmente consisten en soluciones a base de bromo o glutaraldehído.
  - **Glutaraldehído:** antimicrobiano utilizado en hospitales e incluso en agua municipal.
  - **Amina cuaternaria:** Desinfectante de agua potable y productos comunes para el consumo excesivo.

- **Un inhibidor de incrustaciones**, como el etilenglicol, utilizado para controlar la precipitación de ciertos minerales de carbonato y sulfato. Son polímeros, generalmente detergentes y no son tóxicos.
- **Reductores de la fricción** (0.025% del volumen total): también descritos, como cloruro de potasio o compuestos a base de poliacrilamida, utilizados para reducir fricción tubular y, posteriormente, reducir la presión necesaria para bombear fluido al pozo: los aditivos pueden reducir la fricción tubular en un 50 a 60%. Utilizado como adsorbente en pañales para bebés y como floculante en preparación de agua potable.
- **Poliacrilamida:** Estable a más de 390°F (200°C) y no parece descomponerse en monómeros tóxicos a 150°F-250°F (Condiciones de esquisto bituminoso). (King, 2012)
- **Los inhibidores de corrosión** (0.2%-0.5% del volumen total): como la n-dimetilformamida y los eliminadores de oxígeno, como el bisulfito de amonio, se utilizan para evitar la degradación de la tubería de acero del pozo. Se absorbe en el acero y luego en la formación, solo el 5%-10% vuelve con el flowback.
- **Los agentes gelificantes** (0.2%-0.5% del volumen total): como la goma guar y derivados como hidroxipropil guar (HPG) y carboximetil-hidroxipropil guar (CMHPG), pueden usarse en pequeñas cantidades para espesar la solución a base de agua para ayudar a transportar el material apuntalante y tienden a producir menos residuos y tienen una hidratación más rápida; pero son más sensibles al contenido de sal y sólidos. No son adiciones frecuentes, son aditivos alimentarios comunes que no se descomponen en toxinas.
- **Geles tensioactivos:** Los geles tensioactivos no están basados en polímeros y tienen bajos pesos moleculares que no dejan ningún residuo en la formación; los fluidos gelificantes tensioactivos se pueden preparar con una variedad de fluidos incluyendo agua dulce, salmueras y aguas producidas, siempre que no haya contaminación por hidrocarburos. Agregar agentes de control de arcilla tradicionales es una opción con este fluido según las preferencias del cliente. Una característica importante del sistema de gel tensioactivo es la capacidad de usar agua de retorno reciclada de tratamientos de fractura previos. En promedio, los volúmenes de agua requeridos para el fracturamiento son 52% más bajos cuando se recicla el fluido de tratamiento. Dado que el sistema de gel tensioactivo no contiene polímeros naturales, no es necesario agregar biocidas al sistema tal como está normalmente hecho con sistemas convencionales basados en polímeros. Además, la naturaleza catiónica de uno de los sistemas tensioactivos tenderá a funcionar como un biocida. Los sistemas de gel basados en tensioactivos exhiben tensiones superficiales tan bajas como 30 a 32 dinas / cm comparables a los tensioactivos de flowback típicos utilizados con fluidos de fractura convencionales. La baja tensión superficial ayuda en el flowback y ayuda a prevenir los bloqueos de agua al reducir la tensión superficial en los poros. (Gupta & Hlidek, 2010)

- **Reticuladores:** generan un aumento significativo de la viscosidad en los geles de polímero guar, utilizando borato (B), así como circonio (Zr), titanio (Ti), y, en cantidades más pequeñas, antimonio (Sb) y aluminio (Al). Los fluidos reticulados tienen una mayor capacidad para transportar apuntaladores de fractura que los fluidos no reticulados. (Bonapace, Giglio, Moggia, & Krenz, 2012).

Cuando se agregan aditivos de reticulación, comúnmente se agrega una solución de ruptura más adelante en la etapa de fraccionamiento para hacer que el agente gelificante mejorado se descomponga en un fluido más simple para que pueda eliminarse fácilmente del pozo sin transportar el material de arena / apuntalante.

**5.4.5 Procedimiento de fabricación.** El trabajo desarrollado por el laboratorio es fundamental durante el diseño del tratamiento y también durante el desarrollo de la operación; pues en campo se tiene la responsabilidad de llevar a cabo el control de calidad del fluido de fractura, así como brindar el soporte técnico oportuno ante cualquier eventualidad o duda que surja en el desarrollo de la operación. (Picon, 2007)

**5.4.5.1 Ensayos de laboratorio.** Procedimiento de Laboratorio de acuerdo a las normas API. Para obtener datos reproducibles es necesario utilizar un simulador de historia para simular como son mezclados los fluidos de fractura después de ser bombeados por la tubería a rangos de corte elevados antes de ser introducidos a la fractura. Para obtener datos adecuadamente reproducibles, estos procedimientos de laboratorio deben ser seguidos con precisión, que estén en buenas condiciones y calibrados.

#### *Preparación de fluidos y prueba.*

Los procedimientos para la preparación de fluidos fracturantes solución polimérica, deben ser especificados y deben de contener lo siguiente:

- Descripción y/o composición de la base del fluido, incluyendo pH y contenido de sal. La preparación del fluido deberá describir, especificación la fuente de agua usada, tales como agua des-ionizada, agua de la ciudad o agua del océano.
- La cantidad de cada componente añadido.
- El orden y método de adición de cada componente.
- Tiempo de mezclado (deberá tener temperatura y tiempo de mezclado a una o más velocidades de mezclado).
- Envejecimiento y tiempo de espera.
- Volumen del fluido requerido para la prueba.
- Se deben conocer las propiedades del fluido polimérico que se saben afectan la reología del fluido.

Las siguientes propiedades deben ser medidas:

- Temperatura.
- Viscosidad aparente.
- pH.

**Viscosidad:** Las pruebas reológicas más comunes en los fluidos fracturantes son las pruebas de esfuerzo de corte/velocidad de corte para determinar la viscosidad aparente del fluido.

**Temperatura:** Es de esperarse que la temperatura juegue un papel importante cuando se sabe que se encuentran interactuando reacciones químicas. La temperatura es un parámetro importante en la cinética de reacción de las sustancias químicas.

**Presión:** Se ha especulado mucho acerca de la influencia de la presión sobre el comportamiento reológico del fluido fracturante base agua. Dado que al incrementar la presión sobre un líquido generalmente causa un incremento en la viscosidad. Existe un amplio rango de presiones a las cuales puede ser sometido el fluido fracturante en relación a la presión de yacimiento y la generada durante el tratamiento.

**Comportamiento reológico del gel reticulado (activado o gelificados):** Como ya se explicó anteriormente los fluidos gelificados poseen un comportamiento visco-elástico, por lo que pueden ser modelados por la ley potencia. De este modelo podemos obtener dos parámetros importantes como el índice de comportamiento ( $n'$ ) y el índice de consistencia ( $K'$ ). Estos dos parámetros son usados en la evaluación del fluido ya que controlan el estado físico en el que se encuentra el fluido y la capacidad a transportar apuntalante una de sus principales aplicaciones. (Hernandez, 2013)

**Pruebas en núcleos.** Para asegurar el comportamiento del fluido de fractura, se realizan pruebas de retorno de permeabilidad en tapones (plugs), con porosidades y permeabilidades tomados de un corazón de un pozo representativo del pozo a fracturar, previamente sometidos limpieza y, empleando los fluidos de fractura seleccionados.

Las pruebas se ejecutan en un equipo de desplazamiento (coreflooding), empleando las siguientes condiciones: Presión de confinamiento, contrapresión, temperatura de prueba y caudal de flujo. (Portela et al., 2017)

**5.4.5.2 Equipos.** Para el fracturamiento hidráulico se consideran los siguientes equipos:



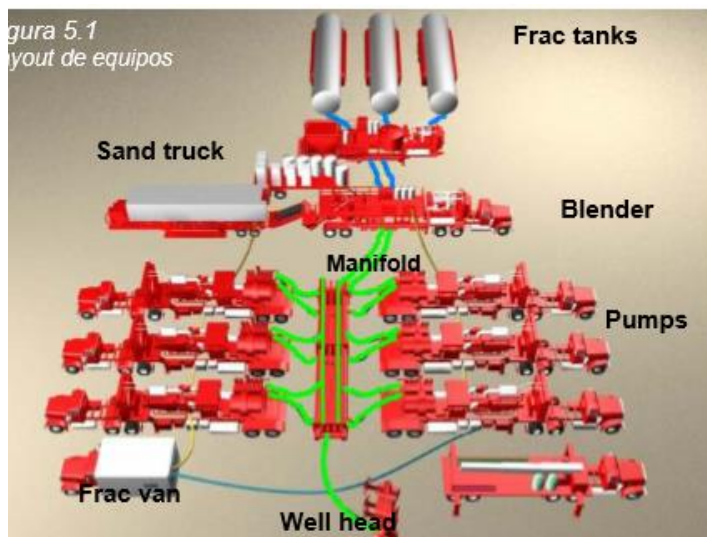


Ilustración 12. Equipos para el fracturamiento hidráulico. Fuente: (Portal del petróleo, 2019)

Para llevar a cabo el fracturamiento hidráulico, se necesitan equipos y accesorios que permitan básicamente:

- Transportar el fluido base hasta la locación (opcional).
- Preparar y almacenar el gel lineal.
- Adicionar los aditivos para activar el gel lineal.
- Mezclar el agente sostén con el gel de fractura.
- Conducir el fluido, a los fracturadores.
- Elevar la presión del fluido de fractura.
- Conducir el fluido de fractura presurizado hasta el pozo.
- Registrar presión, caudal, dosificaciones etc. (Picon, 2007)

**Los frac-tanks.** Son usados para almacenar el fluido base con el cual se prepara el gel de fractura así como para preparar y almacenar el gel lineal, el cual es preparado horas previas al bombeo del tratamiento. Los frac-tanks son llevados a la locación a través de camiones y se ubican según la distribución que se halla planeado para colocar el set de fractura “layout” (ver Ilustración 11). Los frac-tanks más comunes son los de 500bbls, estos poseen aproximadamente 21000 gal de fluido; también es frecuente encontrar frac tanks de 300 y 250 bbls. Cada frac-tanks posee un manifold de descarga con tres o cuatro conexiones de 4in, donde se conectan las mangueras de succión que van al blender. Además, cuentan con una línea de recirculación que puede ser de 3 o 4in, para la recirculación del gel lineal desde el blender.

Es muy importante garantizar la limpieza efectiva de los frac-tanks; puesto que la presencia de residuos de trabajos anteriores o material extraño puede conducir al deterioro de las propiedades del fluido de fractura; lo que llevaría al fracaso de la operación. (Picon, 2007)

**Blenders (Mezcladores).** Su función es la de tomar el fluido fracturante y mezclarlo con el agente de soporte y aditivos para luego abastecer a las bombas de alta presión y monitorearlas. (Jácome & Muñoz, 2016)



Ilustración 13. Blender. Fuente: (Oilwell Equipments,2016)

**Bombas centrifugas.** Las bombas centrifugas son utilizadas en el blender para succionar los fluidos que vienen desde los frac-tanks y para bombear el fluido de fractura desde la tina del blender hasta los fracturadores. La bomba de succión montada en el blender de 100bbl es de 12 pulgadas con anillo de desgaste ajustable; esta bomba puede proporcionar hasta 100bbl/min de fluido; está diseñada para operar a un máximo de 1200rpm. (Picon, 2007)

**Bombas de succión:** Provee fluido desde el manifold de succión hacia el manifold de descarga o batea de mezcla, proporcionando aditivos para el sistema. Tienen medidores de flujo para determinar los volúmenes bombeados para conseguir bombear los requerimientos del diseño.



Ilustración 14. Bomba de succión. Fuente: (Uniboost, 2016)

**Batea de mezcla:** En esta herramienta se procederá a mezclar los aditivos. Se mezclará el fluido de fracturamiento con arena u otro agente apuntalante. Son de diferentes dimensiones y tamaños y debe ser capaz de mantener a la arena o apuntalante en suspensión para cumplir los objetivos del programa.



Ilustración 15. Bateas de mezcla. Fuente: (Dorado & Olivares, 2006)

**Bombas de descarga:** Provee fluido desde la batea de mezcla al manifold de descarga y a las succiones de bombas a altas presiones. Se incluirá medidores de flujo que indicarán el caudal de fractura más apropiado para el diseño.



Ilustración 16. Bombas de descarga Fuente: (Veliz, 2016).

**Equipos para los aditivos líquidos.** Tres tanques de acero inoxidable de 40 galones para aditivos líquidos están montados en el blender. Uno de los tanques tiene una conexión de succión

en el fondo, conectada de tal manera que el aditivo líquido pueda ser descargado por gravedad a la tina del blender. Los otros dos tanques abastecen aditivos líquidos a dos de las tres bombas para químicas líquidas. Estos tanques están calibrados de manera tal, que una pulgada de profundidad del fluido equivale a un galón de aditivo. Existe un medidor de nivel montado en el frente de los tanques para verificar visualmente la cantidad de fluido en cada tanque. En el blender se pueden montar hasta cinco bombas de aditivos líquidos impulsadas hidráulicamente. (Picon, 2007)

**-Bomba Wilden, para transferencias de químicos.** Esta bomba de acción neumática; succiona de una fuente externa y bombea el producto químico a cualquiera de los tanques de aditivos de 40 galones. Un interruptor ubicado en la consola de control del operador acciona la bomba. No existe una válvula que permita controlar la velocidad de la bomba para transferencia de químicos.

**Equipos para los aditivos secos.** El equipo del sistema de aditivos secos incluye un abastecedor con paletas de goma y dos reductores. Se pueden añadir dos aditivos en el blender al mismo tiempo, pues está ubicado uno a cada lado del blender. (Picon, 2007)

**-Tornillo para arena.** Los trabajos de fracturamiento, requieren que se añada el agente apuntalante desde el transporte a granel hasta la tina del blender. Para desarrollar esta labor se precisa el uso de los tornillos.

Cada tornillo eje para arena es operado de manera independiente en el blender, a través de válvulas hidráulicas de paso y válvulas hidráulicas aceleradoras ubicadas en la consola de control, en la (Ilustración 16) se aprecia un blender de 100bbl, con sus tres tornillos. (Picon, 2007)



Ilustración 17. Blender de 100 bbl. Fuente: (Veliz, 2016)

**Instrumentación de control.** Todos los sistemas involucrados en el proceso se controlan a través de un panel de control en el cual se tendrán las mediciones de caudal de las bombas, caudal de los fluidos y proporciones de los agentes apuntalantes, de este modo se controlará los materiales involucrados en la mezcla. (Jácome & Muñoz, 2016)

**Mangueras:** Son flexibles y su componente principal es goma. Se debe realizar una selección correcta en la cual influyen consideraciones como el tipo de fluido, presiones y caudales a manejar debido a que transportará el fluido de fracturamiento hacia el pozo. (Jácome & Muñoz, 2016)

El manejo adecuado de estas mangueras contribuirá a la terminación exitosa de un trabajo de fractura. (Picon, 2007)

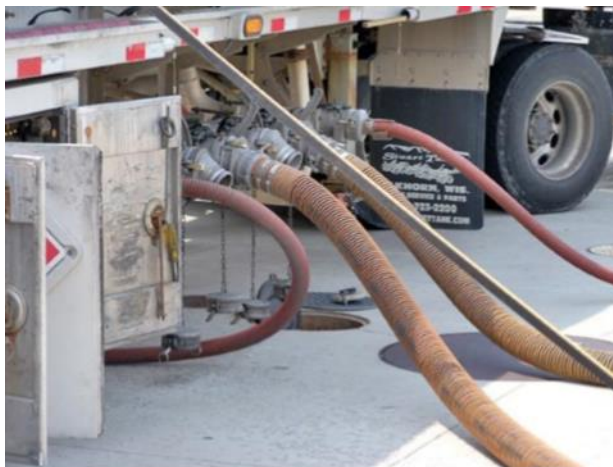


Ilustración 18. Mangueras compuestas para fracturamiento. Fuente: (Rotary Drilling Hose, 2016)

**Frac manifold.** El Frac Manifold recibe el fluido que viene del blender a través de las mangueras de descarga (Ilustración 17) de 4in y lo conduce a las unidades de bombeo. Estas unidades una vez han presurizado el fluido, lo regresan al manifold a través de líneas de 3in.

Luego el fluido a alta presión que se encuentra en el manifold es dirigido al pozo a través de las líneas o línea de trabajo.



Ilustración 19. Línea de trabajo. Fuente: (Picon, 2007)

**Unidad de Hidratación.** En el caso de una fractura muy grande no es conveniente premezclar los fluidos dentro de los tanques, de manera de evitar el descarte de grandes volúmenes de gel en caso de un arenamiento prematuro, lo que implicaría un serio problema a nivel medio ambiente. Además, existe siempre un remanente en el fondo de los tanques que represente una cantidad de fluido que debería ser descartado. Por la tanto en operaciones grandes se tiende a utilizar una unidad de hidratación (a la cual cada compañía le da un nombre diferente), donde el gel viene en forma de concentrado de manera que hidrata muy rápidamente. Los aditivos líquidos vienen en contenedores grandes, en este caso los vemos en la parte delantera. En el centro del equipo hay un tanque en la cual hay varias trampas de manera que el líquido tiene un mayor tiempo de residencia y de tránsito dentro del tanque. Esto es el tiempo que necesita para hidratar correctamente el gel. Este equipo está conectado entre el tanque y el blender, succiona del tanque y descarga en el blender. En la (Ilustración 19), se puede observar una unidad de hidratación. (Portal del petróleo, 2019)



Ilustración 20. Unidad de Hidratación. Fuente: (Picon, 2007).

**Transporte de agente de sostén.** En el caso de fracturas con volúmenes de agente propante relativamente pequeños se utiliza un camión tipo volcador que transportará hasta 300 o 400 bolsas de agente de sostén. El camión levanta la tolva arriba de un embudo que descarga el agente de sostén en la batea o en un sin-fín que lo lleva hasta la batea. En operaciones de mayores volúmenes estos camiones no pueden llevar suficiente material y menos circular por las rutas debido a las toneladas que se debe transportar hasta la locación. Entonces se utilizan silos grandes con una cinta transportadora en la parte inferior con lo cual se puede transportar desde el silo hasta el blender 250 a 300 bolsas por minutos de agente de sostén. En la (Ilustración 20), se puede observar una unidad de transporte de agente de sostén. (Portal del petróleo, 2019)



Ilustración 21. Transportador de agente de sostén. Fuente: (Portal del petróleo, 2019).

**Fracturadores.** Para inyectar el fluido a alto caudal y alta presión se utilizan equipos de bombeos llamados fracturadores. Es un equipo sencillo en sí porque es una bomba de alta presión, más un motor y una caja de transmisión. Según las necesidades, estas bombas son previstas para trabajar entre 5000 a 10000 psi, pero en casos especiales podemos contar con bombas para trabajar a 15000 o 20000 psi. El fracturador tiene una succión y una salida de fluidos. Recibe el fluido con presión desde el blender a 80 a 120 psi. Esta presión es necesaria para evitar problemas de cavitación. En la salida el fluido tiene la presión de fractura. En operaciones, la potencia de los fracturadores va de 800 HHP (modelos ya viejos) a 2000 HHP. Existen equipos hechos especialmente para ciertas locaciones de 2800 HHP. Hoy, todos operados por control remoto, alejando así el operador de la zona de alta presión. Los fracturadores permiten bombear geles base agua, gasoil, metanol, y en el caso de fractura con espuma bombea también el CO<sub>2</sub>. (Portal del petróleo, 2019)

En la (Ilustración 21), se ve un fracturador común en operaciones de fractura. En este, al no ser compacto, se ve fácilmente los diferentes componentes. Se ve claramente el motor y su radiador, y la bomba de alta presión en la parte trasera. También se ve las líneas de succión y de salida.





Ilustración 22. Fracturador. Fuente: (Portal del petróleo, 2019)

#### 5.4.5 Procedimientos de fabricación

##### *Caracterización de los fluidos de la formación.*

Para el desarrollo de esta tarea es necesario contar con una muestra del fluido, el cual deberá llegar al laboratorio marcado con el nombre de la compañía operadora, el nombre del pozo, la fecha y el sitio en el que fue tomada; a esta muestra se le determinará, gravedad API, BSW, análisis físico-químico del agua de formación, contenido de parafinas y asfáltenos.

##### *Ajuste en el diseño de tratamientos.*

La composición de cada uno de los tratamientos previos a la fractura, así como la planeación de su secuencia, son responsabilidad del ingeniero a cargo de la operación; para esto se apoya en el equipo del laboratorio quienes de forma experimental deberán verificar que la composición de los tratamientos cumpla con las exigencias del trabajo; para tal efecto son realizadas pruebas de compatibilidad con el crudo del pozo que permitan garantizar la no formación de emulsiones estables o precipitado insoluble conocido como sludge. Además, son realizadas pruebas de solubilidad que garantizan la limpieza efectiva de perforados.

##### *Gel de fractura.*

El trabajo de laboratorio radica en acondicionar el fluido de fractura ya sea base aceite o base agua a las condiciones requeridas en cada trabajo.

##### *Fluido de fractura base agua.*

Es tarea inicial del laboratorio es verificar que el agua a usar en el trabajo cumpla las especificaciones. Una vez realizadas las pruebas respectivas al fluido base es posible entrar a diseñar el fluido de fractura. El trabajo fundamental con el gel de fractura es conseguir de manera experimental el ajuste en las concentraciones de los aditivos para satisfacer los requerimientos del trabajo en lo referente a pH, tiempo de activación, desarrollo de viscosidad, tiempo de rompimiento requerido y compatibilidad con los fluidos del pozo.

### *Fluido de fractura base aceite.*

Es posible diseñar estos geles con crudos livianos o con diesel. Cuando se emplea crudo se hace necesario determinarle el flash point y el fire point; para el caso del diesel se toman los valores estándar establecidos comercialmente.

El trabajo fundamental con el gel de fractura base aceite es al igual que en con el gel base agua, conseguir de manera experimental el ajuste en las concentraciones de los aditivos para satisfacer los requerimientos del trabajo en lo referente a pH, tiempo de activación, desarrollo de viscosidad, tiempo de rompimiento requerido y compatibilidad con los fluidos del pozo.

### *Calidad del agente apuntalante.*

Es necesario verificar la granulometría del agente apuntalante a emplear en la fractura, para ello se utiliza el set de mallas especificado para cada tamaño, es importante recordar que al menos el 90% de la muestra tamizada debe permanecer entre las mallas que definen el tamaño del material; no más del 0.1% debe permanecer en el tamiz superior y en el fondo el porcentaje no debe ser superior al 1%. Otros ensayos incluyen la resistencia a la compresión y la solubilidad en ácido, es decir, la presencia o no de contaminantes como, carbonatos, feldespatos, óxidos o finos. (Picon, 2007)

## **6. MANEJO, TRATAMIENTO Y DISPOSICION FINAL**

### **6.1 FLUJO DE RETORNO – FLOWBACK**

Después del tratamiento de fracturamiento hidráulico, el fluido de fractura mezclado con agua de formación comienza a retroceder en el casing hacia la cabeza del pozo, creando un fluido de retorno (Flowback) (Trombetta, 2012)

**6.1.1 Características del flowback.** Cuando se completa una estimulación de fractura hidráulica, los fluidos flowback regresan a la superficie en 7 a 28 días con el 20% al 30% del agua usada inicialmente. El flowback puede contener componentes disueltos de la formación misma y componentes del fluido de fractura bombeado al pozo. Por lo tanto, sus características y su calidad van a depender de la geología de cada región y el tipo de fluido de fracturamiento diseñado.

El Flowback se consideró inicialmente un residuo de campo petrolífero. La eliminación se hacía típicamente fuera del sitio utilizando inyección subterránea.

La disponibilidad de pozos de inyección es limitada y la eliminación por inyección es costosa. Para minimizar este gasto, la industria introdujo pruebas de laboratorio y tratamiento químico de fluidos flowback. El reciclaje de flowback en el sitio para su reutilización en las operaciones de fracturamiento posteriores trae grandes ahorros de costos y reduce el impacto ambiental del proceso de fractura. (Mi SWACO, 2011)

La limpieza del flowback intenta recuperar, todos los componentes del fluido de fracturamiento sin embargo la experiencia muestra que no hay una recuperación del 100%.

Los aditivos del fluido del fracturamiento no recuperados generalmente permanecen dentro de la formación objetivo de manera, que el contacto prolongado con la formación altera el fluido haciendo que finalmente el flowback sea similar al agua del yacimiento.

El flujo retardado del flowback después del fracturamiento puede aumentar la concentración total de sólidos disueltos, generando mayores costos de tratamiento.

**6.1.2 Composición del flowback.** Generalmente el flowback contiene:

- Aditivos utilizados en fracturas.
- Productos de reacciones entre diferentes aditivos.
- Sustancias movilizadas desde dentro de la formación.
- Sustancias aportadas por múltiples fuentes.

Los componentes de flowback detectados en un conjunto de resultados analíticos incluyen:

- Componentes del fluido de fractura.
- Sólidos disueltos (cloruros, sulfatos, calcio).
- Metales (calcio, magnesio, bario, estroncio).
- Sólidos suspendidos.
- Escamas minerales (carbonato de calcio; sulfato de bario).
- Bacterias (bacterias productoras de ácido; bacterias reductoras de sulfato).
- Reductores de fricción.
- Sólidos de hierro (óxido de hierro; sulfuro de hierro).
- Sólidos dispersos (finos de arcilla, coloides, limos).
- Gases ácidos (dióxido de carbono; sulfuro de hidrógeno).

Los fluidos de fractura bombeados al pozo y los materiales movilizadas dentro del esquisto contribuyen a cambios en dureza, sulfato y metales. Los cambios específicos dependen de la formación de esquisto, los fluidos de fractura utilizados y control de operaciones de fractura. Mientras que algunos aditivos de fluidos fracturantes se consumen en el pozo (por ejemplo, ácidos fuertes) o reaccionan durante la fractura para formar diferentes productos (p. ej. precursores de polímeros), la mayoría de los aditivos estarán presentes en el flowback de agua. (Mi SWACO, 2011)

## 6.2 ALMACENAMIENTO DE FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO

Desde el momento en que se perforaron los primeros pozos de petróleo y gas, se han usado “pozos” para contener los fluidos y desechos de perforación. Los pozos pueden ser agujeros excavados en el suelo, o pueden ser sistemas de contención sobre el suelo, como tanques de acero. Los pozos se utilizan para almacenar el agua producida, para el desbordamiento de emergencia, el almacenamiento temporal de petróleo, la quema de aceites

usados y para el almacenamiento temporal de los fluidos utilizados para completar y tratar el pozo.

La contención de fluidos dentro de un pozo es el elemento más crítico en la prevención de la contaminación de aguas subterráneas poco profundas. La falla de un tanque, revestimiento de pozo o la línea que transporta fluido ("línea de flujo") puede provocar la liberación de materiales contaminados directamente en aguas superficiales y aguas subterráneas poco profundas. La limpieza ambiental de estos materiales liberados accidentalmente puede ser un proceso costoso y lento. Por lo tanto, la prevención de liberaciones es de vital importancia.

Para los pozos construidos a partir de la excavación del suelo, es necesario el revestimiento del pozo para evitar la filtración de fluidos en el subsuelo, dependiendo de los fluidos que se colocan en el pozo, la duración del almacenamiento y las condiciones del suelo. Típicamente, los revestimientos de pozo se construyen de arcilla compactada o materiales sintéticos como polietileno o tela tratada que se puede unir usando un equipo especial.

Dependiendo del país o estado, hay una serie de otras reglas con respecto a los pozos y la protección del agua superficial y subterránea. Además de los revestimientos, algunos países o estados también requieren que los pozos utilizados para el almacenamiento a largo plazo de fluidos se coloquen a una distancia mínima del agua superficial para minimizar las posibilidades de contaminación del agua superficial en caso de que se produzca una descarga accidental de los pozos.

Se han desarrollado nuevos sistemas que evitan el uso de pozos. Una tecnología que se está volviendo más común son los sistemas de manejo de fluidos de circuito cerrado. Estos sistemas evitan el uso de fosas al mantener los fluidos dentro de una serie de tuberías y tanques durante todo el proceso de almacenamiento de fluidos. Como el fluido nunca se pone en contacto con el suelo, se minimiza la probabilidad de contaminación del agua subterránea. (Pérez, 2014)

### 6.3 MANEJO Y DISPOSICIÓN DE FLUIDOS

Después del fracturamiento hidráulico, los fluidos devueltos a la superficie dentro de un período de tiempo especificado se denominan flowback (**flujo de retorno**). El flowback puede estar compuesto por tan solo 3% y hasta 80% o más de la cantidad total de agua y otro material utilizado para fracturar. Además del fluido original utilizado para la fractura, el flowback también puede contener agua de formación, elementos radioactivos naturales (NORM), hidrocarburos y grandes concentraciones de sales.

El flowback depende de la formación (El entorno de depositación era generalmente marino) y la cantidad de agua que esta absorba. (La cantidad de agua de una formación o su porcentaje de saturación depende de la composición y forma de los minerales), si los minerales no tienen suficiente agua en su estructura, atraparán y retendrán el agua hasta que los minerales alcancen un nivel de agua irreducible.

El agua que no se recupera puede ayudar a la producción al agrandar ligeramente las estructuras de los minerales al absorber el agua. Estos minerales pueden ser responsables de apuntalar pequeñas fracturas, aumentando la capacidad para fluir.

Obviamente, el agua de retorno debe gestionarse de manera responsable. La mezcla, conocida como flowback, también se almacena en balsas ejecutadas in-situ.

El tratamiento se realiza en el lugar de la extracción, en plantas de tratamiento de aguas pesadas y en plantas de tratamiento de agua potable convencionales.

Los dos procedimientos habituales, y más económicos, son la inyección profunda en pozos destinados a tales efectos y la reutilización; ambas soluciones requieren tratamientos parciales de sólidos y diluciones. Otro uso, menos habitual, es la reutilización del flowback para riego de caminos no pavimentados, siempre que el flowback contenga pequeñas cantidades de sólidos en suspensión y metales. La reutilización del residuo para usos agrícolas, consumo humano o restitución a cauces exigiría un tratamiento intensivo muy costoso tanto por el consumo energético requerido como por la dispersión del residuo. (Pérez, 2014)

Los productos que regresan a superficie llegan en menor proporción:

- Los polímeros se descomponen rápidamente.
- Los biocidas se gastan en demanda orgánica y se degradan.
- Los tensoactivos son absorbidos en las superficies rocosas.
- Los inhibidores se precipitan y vuelven lentamente de 10 a 15 ppm, durante varios meses

## **6.4 RECICLAJE DE FLUIDOS**

Los avances en la tecnología ofrecen la promesa de usar el flowback para otros fines, en lugar de simplemente desecharlo. Una práctica en uso hoy en día es el reciclaje del flowback para su reutilización en otros trabajos de fracturamiento hidráulico, (mantenimiento de presión y recobro mejorado, (King, 2012)) lo que ahorra agua. Esta tecnología está siendo utilizada por compañías como Devon Energy en el área de esquisto de Barnett alrededor de Ft. Worth, Texas. Varias compañías también usan esta tecnología en el juego de esquisto Marcellus en Pennsylvania. (DPA, 2010)

En algunos casos, puede ser más práctico tratar el agua con una calidad que pueda reutilizarse para un posterior trabajo de fracturamiento hidráulico u otro uso. La reutilización de agua puede ser un facilitador clave para desarrollos futuros a gran escala. La capacidad de reutilizar el líquido de fracturamiento dependerá del grado de tratamiento requerido y del volumen de agua de reposición necesario para su reutilización. Los avances tecnológicos están haciendo que sea más económico tratar estos fluidos con mejores resultados en calidad del agua. Los procesos que se pueden utilizar para el agua incluyen, entre otros, filtración, aireación y sedimentación, tratamiento biológico, desmineralización, destilación térmica, condensación, ósmosis inversa, ionización, evaporación natural, congelación / descongelación, cristalización y ozonización. Esta no es una lista exhaustiva, y continuamente se están considerando y evaluando nuevas alternativas. Se alienta a los operadores a mantenerse al tanto de los nuevos desarrollos en este campo. (API, 2010)

**6.4.1 Reciclaje del flowback.** Si se considera la reutilización del flowback, entonces es necesaria una caracterización detallada de los componentes químicos en el flowback, incluida la presencia de aditivos fracturantes que son tenidos en cuenta en el plan de fracturamiento. La evaluación del agua flowback incluye los mismos parámetros implícitos de la fuente de agua en la selección previa al fracturamiento, además de los aditivos y acondicionadores que se han agregado al fluido de fractura incluyendo H<sub>2</sub>S, CO<sub>2</sub> y la temperatura.

Debido a que las características del flowback cambian con el tiempo, es importante que la caracterización del flowback incluya un análisis sobre el período de retorno.

Las aguas que no cumplen con las especificaciones de calidad del agua para fracturamiento hidráulico y no pueden tener costos de acondicionamiento y tratamiento efectivos se convierten en un excedente a las necesidades del programa de fracturamiento hidráulico y puede requerir su eliminación.

**6.4.2 Requisitos de agua de reposición, disponibilidad y calidad.** En situaciones donde el agua se recicla o se reutiliza, o las fuentes adicionales de aguas residuales industriales producen contribución al suministro de agua para operaciones de fractura, se puede requerir agua de reposición adicional. En estos casos, las alternativas de gestión del agua que se considerarán dependerán del volumen y la calidad del agua reciclada y del agua de reposición, para asegurar la compatibilidad entre ellos y con la formación que se está fracturando. (API, 2010)

La composición del agua producida es compleja, incluyendo el contenido de sal; aceite y grasa; diversos compuestos inorgánicos y orgánicos naturales; los aditivos químicos utilizados en la perforación, en fractura y operación; y material radiactivo natural (NORM). Algunos de estos componentes, como los sólidos disueltos totales, están presentes en concentraciones mucho más altas que en otros tipos de agua, y la mayoría de los componentes del agua producida tienen un impacto notable en el medio ambiente y salud humana.

La Tabla compara algunos valores típicos del agua producida con otros tipos de agua:

Tabla 1. *Valores típicos para la calidad del agua producida en comparación con algunos criterios.*

Parámetros	Agua Potable	Agua de riego	Agua producida con Metano en capa de carbón	Agua producida con gas natural
Ph	6.5-8		7-8	6.5-8
TDS(mg/L)	500	2000	4.000-20.000	20.000-100.000
Benceno (ppb)	5	5	<100	1.000-4.000
SAR(Relación de absorción de sodio)	1.5-5	6	Muy variado	Muy variado
Na <sup>+</sup> (mg/L)	200	Ver SAR	500-2000	6.000-35.000

Bario (mg/L)		0.01-0.1	0.1-40
Cl <sup>-</sup> (mg/L)	250	1.000-2.000	13.000-65.000
HCO <sub>3</sub> (mg/L)		150-2000	2.000-10.000

Nota: SAR: Relación de absorción de sodio - una función de una relación de los niveles de Na a Ca y Mg. Fuente: (API, 2010)

Además, los componentes químicos del agua producida pueden descomponerse en componentes orgánicos e inorgánicos. Los componentes orgánicos e inorgánicos consisten en una composición soluble, junto con una composición insoluble y separable que se puede eliminar por filtración. Solubles: los componentes orgánicos incluyen ácidos carboxílicos, fenoles y otros compuestos que son complejos que son difíciles de analizar y reducir. Los inorgánicos solubles pueden incluir no iónicos; componentes catiónicos como el sodio y otros elementos monovalentes y multivalentes como el potasio, calcio, magnesio, hierro, bario y boro; y componentes aniónicos como el carbonato, bicarbonato, cloruro y otros. La (Ilustración 22) identifica los componentes químicos típicos de agua. (Li, 2015).

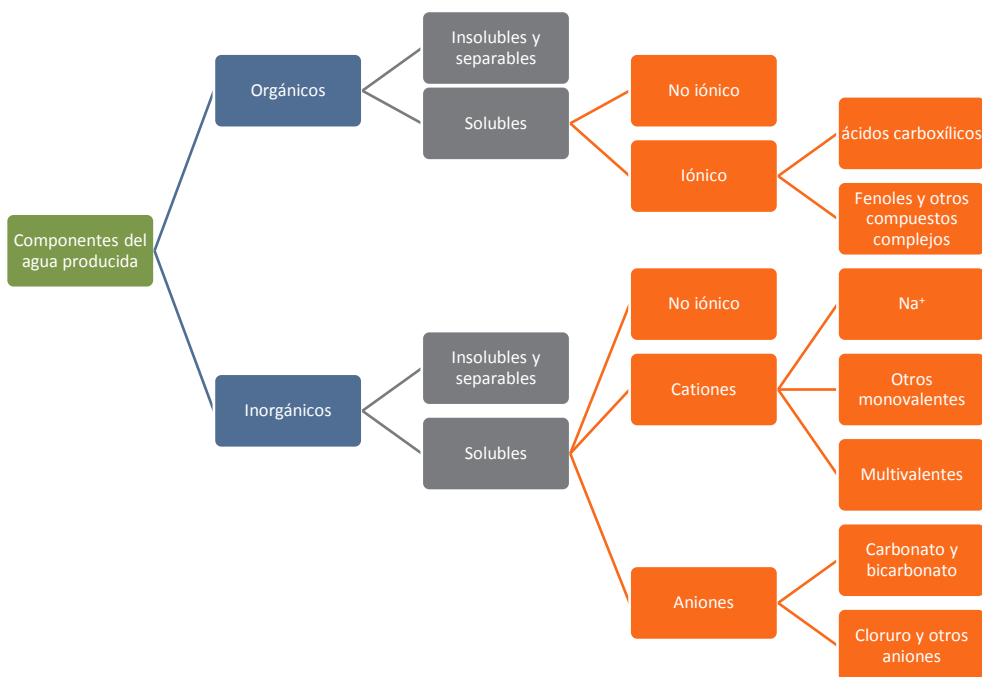


Ilustración 23. Desglose de los componentes químicos del agua producida. Fuente: (Li, 2015)

Cabe resaltar que los componentes del fluido de fractura tienen una gran influencia en calidad del agua producida durante el período de retorno.

**6.4.2.1 Necesidad de tratar el agua.** En el agua producida, las sales están presentes principalmente como cloruros y sulfuros de calcio, magnesio y sodio. La salinidad indica la cantidad de sales disueltas totales y es típicamente medido por conductividad eléctrica. El calcio,

magnesio, potasio y bicarbonato son componentes iónicos significativos; la concentración del bario y el estroncio son relativamente altos en agua producida. (Li, 2015)

La concentración de salinidad y algunos iones inorgánicos en el flowback y en agua de mar son comparados en la tabla 2.

Tabla 2. *Tabla Salinidad (%) y concentraciones (mg / L) de iones inorgánicos seleccionados en agua de mar típica y en agua producida.*

Químico	Agua de mar	Flowback
Salinidad	32-36	3-320
Sodio	10.560	65-97.000
Cloruro	18.900	<5-201.000
Calcio	400	13-118.800
Estroncio	13	7-3.200
Magnesio	1.270	4-11.700
Potasio	80	3-6.500
Sulfato	880	<1-1.650
Sulfuro		0.12-256
Amoniaco		<0.1-650

Fuente: (Li, 2015)

Uno de los componentes principales del flowback son los hidrocarburos, incluidos el aceite y componentes orgánicos como benceno, naftaleno, tolueno, fenantreno y pentaclorofenol. La solubilidad de los componentes orgánicos puede verse afectada por la temperatura y pH. Los hidrocarburos en el flowback incluyen ácidos inorgánicos, aromáticos policíclicos. La concentración de hidrocarburos y compuestos orgánicos, siempre a un nivel muy alto y difícil de eliminar o reducir: se determinan midiendo el total de carbono orgánico (TOC) y el carbono orgánico disuelto (DOC) en el laboratorio.

En el flowback, las sales están presentes principalmente como cloruros y sulfuros de calcio, magnesio y sodio. La salinidad indica la cantidad de sales disueltas totales y es típicamente medido por conductividad eléctrica. La concentración de salinidad del flowback es mucho mayor que la del agua de mar. El sodio y el cloruro típicamente representan el total de sólidos disueltos en la mayoría del agua; en el flowback el calcio, magnesio, potasio y bicarbonato son Componentes iónicos significativos. La concentración de sulfato en el flowback es típicamente menor que en agua de mar, mientras que la concentración de bario y estroncio son



relativamente altos y la concentración de otros iones como el amonio, nitrito, fosfato y sulfuro son generalmente bajos. (Li, 2015)

Los metales también están presentes en el flowback, con plomo, cromo y níquel generalmente a bajas concentraciones. Otros metales como bario, hierro, manganeso, estroncio, zinc, plata, también se pueden encontrar cadmio, cobre, litio, arsénico, mercurio, selenio, boro y antimonio en el flowback. Sin embargo, las concentraciones de metales son variables y dependen de la edad del pozo y la formación geológica del petróleo y producción de hidrocarburos.

Debido a su alta concentración de sólidos disueltos totales, materia orgánica, metales y aceite, el fluido generalmente requiere tratamiento antes de la inyección, descarga o reutilización.

El tratamiento del flowback permite la reutilización de este recurso, reduce la cantidad de camiones en carretera y el consumo de agua dulce. Para ello es necesario:

- Eliminación de metales pesados
- Remediación de sulfuro de hidrógeno
- Desinfección
- Desalinización
- Filtración.

**6.4.2.2 Tratamientos del flowback.** Dependiendo de la calidad del agua y los requisitos de reutilización, el agua producida pasará por una serie de tratamientos que pueden incluir sedimentación, filtración, mezcla, coagulación, ablandamiento y osmosis inversa (RO). Típicamente la osmosis y la mezcla se usan para reducir la concentración de sólidos disueltos totales, sodio y cloruro en el tratamiento del flowback; mientras que la concentración de hierro se reduce por coagulación / filtración. El pH creciente junto con la alcalinidad dará como resultado la precipitación y la eliminación de calcio en el agua.

- El proceso de asentamiento, que elimina las partículas por gravedad, requiere un gran espacio y un tiempo relativamente largo, si bien no se requieren productos químicos en este proceso, y el tiempo de retención de agua determina el grado y el tamaño de las partículas eliminadas, los aditivos químicos mejorarán la sedimentación. La sedimentación es típicamente el proceso más económico y más simple en el tratamiento del flowback.

- La filtración puede eliminar el aceite, la grasa y el total de carbono orgánico pero no puede eliminar los iones disueltos.

- La coagulación es un método comúnmente aplicado de eliminación de hierro en la industria del petróleo, y el producto químico más utilizado para la coagulación de aguas residuales es el alumbre  $[Al_2(SO_4)_3 \cdot 18H_2O]$ .

La mezcla con agua dulce reduce la concentración del total de sólidos disueltos y también ayuda a lograr el volumen de fluidos de fractura requerido.

-La tecnología de membrana de ósmosis inversa (RO) separa los componentes disueltos y iónicos en agua. En comparación con otros métodos de tratamiento, la membrana de ósmosis inversa y la filtración ofrece varias ventajas:

Se puede aplicar para múltiples aguas industriales.

- No requiere adiciones químicas, por lo que hay menos contaminación secundaria.
- No requiere grandes espacios ni altos costos de energía.
- Puede ser altamente automatizado

Permite seleccionar corrientes para reciclar durante el proceso. (Li, 2015)

Estos tipos de tratamientos se basan en el principio de filtración, ya que se trata de la separación física de partículas por tamaño. La separación puede ser pasiva (dejando gravedad y / o flujo volumétrico para hacer el trabajo), o activo (donde la energía se usa para ejercer presión y resistencia sobre el agua a través del filtro o membrana detener los contaminantes).

*Limitaciones de este proceso de tratamiento.* Están principalmente vinculados a los siguientes aspectos: costos de fabricación de la membrana, componentes vinculados al sistema (repuestos), contaminación continua de la membrana y los requerimientos energéticos para generar la presión correcta para la eliminación de contaminantes. De esta manera el proceso se usa comúnmente con corrientes de alimentación con concentraciones de TDS entre 500 y 50 000 ppm.

Entre los tratamientos, está la osmosis inversa mencionado como la tecnología más implementada en la industria petrolera debido a su gran capacidad de remoción de contaminantes (iones monovalentes, divalentes y polivalentes entre otros). Esto se puede aplicar de forma aproximada tasa de 1 000 m<sup>3</sup> / día. En general, se pueden utilizar membranas selectivas, capaces de retener componentes tan pequeños como 0,0001 µm. Este proceso podría ser eficiente para la eliminación de arena, cal, suspensión, algas, protozoos (5 a 15 µm), bacterias (0.4 a 30 µm), virus (0.004 a 6 µm), ácidos húmedos, orgánicos y productos químicos inorgánicos, sales acuosas y iones metálicos y no metálicos). Las membranas son diseñadas para lograr la eliminación del exceso de NaCl hasta 90%.

La causa principal del fracaso de la ósmosis inversa es la contaminación de la membrana incluyendo depósitos de diferentes tipos de organismos contaminantes en la superficie. Los contaminantes más comunes son contaminantes inorgánicos (escamas, por ejemplo, el calcio carbonato, sulfatos de calcio, silíceos y otros especies que exceden el índice de saturación), la contaminación coloidal (que se encuentra típicamente a través de filtración mecánica), contaminación biológica y orgánica contaminantes (Zibrid, Amjad, Zuhl y Lewis, 2000).

Una alternativa para este tipo de tratamientos es la Destilación de membrana (MD) cuya característica principal es la combinación de procesos térmicos y físicos para Mejorar la calidad del agua. Los beneficios subrayados con este tipo de tecnologías comparándolo con la osmosis inversa, son:

- La calidad del agua destilada, obtenida a través de pasos simples diferentes a la ósmosis inversa que requiere múltiples pasos.

- La calidad del producto no es afectada por la salinidad.
- Bajo costo de capital para su implementación debido al muy bajo costo de los materiales de construcción.

**6.4.3 Agua de producción.** El agua de producción ofrece la promesa de ser usada para agua de reposición después de un tratamiento moderado. La salinidad puede ser directamente tolerable pero cualquier bacteria tendría que ser removida antes de volver a usarla. Esto se debe a que muchas de estas, causan la producción de sulfuro de hidrógeno en el anular, lo que hace que el gas sea de menor valor y haya corrosión en el equipo. Otros contaminantes reportados en el agua producida son los metales pesados que contienen a veces pequeñas cantidades de material radiactivo. Estos últimos son por lo general en muy baja concentración, pero a menudo se precipitan en escala con otras sales. En esa forma son más concentrados. Todos estos metales pueden ser removidos por intercambio iónico, oxidación y otros métodos. (Pérez, 2014)

En el agua de producción se pueden encontrar contaminantes que imposibilitan el reciclaje de este fluido:

- Petróleo libre y disperso
- Total de sólidos en suspensión
- Control de bacterias
- Sólidos disueltos formadores de scale
- Sales disueltas

**6.4.3.1 Tecnologías de tratamiento.** El proceso para determinar qué tratamiento se necesita depende del componente del agua que va a ser eliminado. Las tecnologías de tratamiento se pueden utilizar como procesos independientes, o se pueden combinar. Tradicionalmente, cuanto mayor sea el estándar de calidad del agua que se intenta lograr, se requerirá más pasos en el proceso de tratamiento.

#### **6.4.3.1.1 Petróleo libre y disperso.**

**Separador de petróleo y agua:** el separador por gravedad puede hacer flotar el petróleo para su posterior eliminación. Los separadores API están diseñados para proporcionar suficiente tiempo de residencia hidráulica, para el aceite con gotas de 150 micras y más grandes para ser separadas por fuerzas de flotabilidad. Este tipo de tratamiento se puede realizar realmente en tanques de almacenamiento, tanques de fracturamiento o embalses.

**Flotación de gas disuelto (DGF):** utiliza burbujas de aire disuelto que hacen que las partículas se adhieran al floculado y floten a la superficie en un tiempo razonable proporcionado por el tiempo de residencia en la DGF. La flotación es causada por la introducción de finas burbujas de gas en la fase líquida. Cuando las burbujas (típicamente aire) se adhieren a las partículas, la fuerza de flotación de la combinación es fuerte, suficiente para hacer que salgan a la superficie. La superficie del agua se sumerge para eliminar la espuma / floculante en la parte superior de la unidad. Los sólidos más grandes y pesados se recogen como lodo en el fondo.

A continuación se presentan las especificaciones típicas de la calidad del agua influyente donde un DGF sería empleado:

Aceite disperso:

- Tamaño de partícula: 5 - 100 micras.
- Concentraciones: 25 - 500 ppm.
- Sólidos totalmente suspendidos:
- Tamaño de partícula: 5 - 100 micras.
- Concentraciones: > 30 ppm

**Medios coalescentes:** Al igual que los filtros multimedia, las cáscaras de nuez son un medio que realiza la eliminación de sólidos debido a partículas que fluyen a través de los medios y son capturadas en los medios triturados. Los sólidos luego se eliminan en el ciclo de backwash. Aunque las cáscaras de nuez no son tan robustas ni realizan una eliminación de TSS tan efectiva como los medios minerales seleccionados adecuadamente, los filtros de cáscara de nuez proporcionan sitios de coalescencia para partículas de aceite dispersas que también pueden estar presentes en la corriente influente. Por lo tanto, este tipo de filtro proporciona la eliminación de TSS y aceite disperso.

**Medios adsorbentes:** Por el cual los aceites combinados se pueden recolectar y vender, los filtros de medios adsorbentes encapsulan un medio hidrofóbico u oleofílico que atrapan las partículas de aceite dispersas en su superficie. Cuando los sitios de adsorción se han llenado, el medio se retira del filtro del recipiente y se desecha.

**6.4.3.1.2 Total de sólidos suspendidos.** Los sólidos finos son demasiado pequeños para eliminarlos solo por separación por gravedad, por lo tanto, se requieren otro tipo de tecnologías:

**Filtración:** La filtración se puede lograr usando diferentes tipos de pantallas, bolsas / cartuchos, u otros medios; incluyendo: arena, antracita, granate o grava, para la reducción de TSS. La filtración es ampliamente utilizada para agua producida.

**Filtración de bolsas / cartuchos:** Los rendimientos diarios típicos están en el 800 – 1600 m<sup>3</sup> / rango de día. La filtración de bolsa y cartuchos ha demostrado ser el medio más flexible de eliminación de TSS.

Un sistema de filtro de bolsa tiene dos componentes, la bolsa de filtro que elimina el material sólido del medio y el contenedor del filtro. La configuración típica incluye un filtro primario para eliminar partículas grandes y un filtro secundario para eliminar partículas hasta cumplir con el tamaño de micras.

Los filtros de cartucho son preferidos para sistemas con contaminaciones inferiores a 100 ppm de TSS, que equivalen a niveles inferiores al 0,01% en peso. Un filtro de cartucho puede ser de tipo superficial o de profundidad.

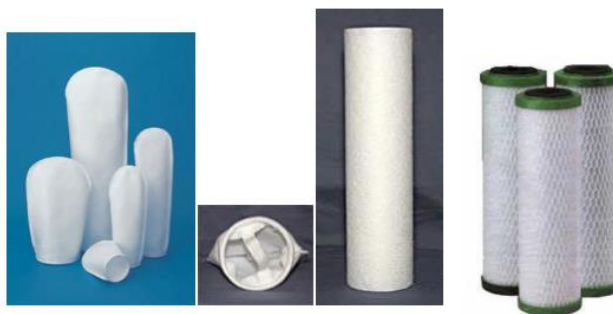


Ilustración 24. Tipos de filtros. Fuente: (Mi SWACO, 2011)

**Filtración multimedia:** no se requiere movilidad y se puede proporcionar una calidad de agua influyente ecualizada, la coagulación/floculación de las partículas TSS seguidas de filtros de medios lavables por retroceso proporciona un enfoque más rentable ya que la mano de obra y las bolsas o los cartuchos se reducen considerablemente; esta tecnología usa un medio de filtración como arena, antracita, granate o grava en lugar de bolsas / cartuchos para la eliminación física de los sólidos objetivo. La eliminación se produce haciendo fluir el agua influyente a través de un recipiente pacificado con los medios sólidos. La gravedad y el tamaño de partícula de los medios obligan al agua contaminada para tomar una ruta tortuosa a través de los medios de filtración donde posteriormente serán eliminados.

A continuación se encuentran las especificaciones típicas de la calidad del agua influyente donde un tratamiento de filtración multimedia sería empleado:

Sólidos totalmente suspendidos:

- Tamaño de partícula: 5 - 100 micras.0
- Concentraciones:> 30 ppm.

Si el agua influyente contiene cantidades significativas de aceite (digamos > 20 - 50 ppm), el pretratamiento del agua se emplea normalmente antes del uso de una tecnología de filtración TSS.

**Coagulación / Floculación:** Las eficiencias de eliminación de TSS se pueden mejorar empleando coagulación / floculación aguas arriba del filtro. Este proceso permite que los sólidos más pequeños se conglo meren, de tal forma sean más fáciles de Eliminar. Tradicionalmente, los coagulantes químicos utilizados son polímeros, como sulfato de aluminio y férrico.

-Acondicionamiento y asentamiento: El proceso básico que utiliza la coagulación / floculación es utilizar un paso de sedimentación para eliminar las partículas en suspensión recién formadas. La sedimentación aumentará siempre que exista una diferencia de densidad entre la materia suspendida y el líquido.

La sedimentación se puede hacer en una cuenca o en un separador del Instituto Americano del Petróleo (API), o separador del interceptor de placas corrugadas (CPI). La sedimentación utiliza el proceso natural de la gravedad para separar los sólidos del líquido. Se permite que los sólidos se depositen en el fondo y se eliminen para su posterior procesamiento

mientras el efluente puede continuar siendo reutilizado o acondicionado si es necesario un tratamiento adicional.

**Hidrociclón:** se utiliza para separar los sólidos de los líquidos en función de la densidad de los materiales. No eliminarán los componentes solubles de petróleo y grasa. Dependiendo del modelo empleado de hidrociclón, puede eliminar partículas en el rango de 5 a 15 micras. Los hidrociclones pueden estar hechos de metal, plástico o Cerámica y no tienen partes móviles. El hidrociclón tiene dos salidas, una en la parte inferior, llamada desbordamiento o rechazo para la fracción más densa y una, llamada desbordamiento o producto en la parte superior para la fracción menos densa de la corriente original.

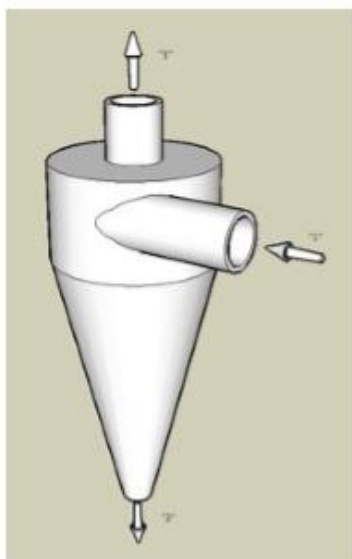


Ilustración 25. Hidrociclón. Fuente: (Mi SWACO, 2011)

**Electrocoagulación:** la electrocoagulación consiste en el uso de procesos electroquímicos para separar materiales coloides orgánicos e inorgánicos del agua. Este proceso resulta en la clarificación del agua producida y de retorno (a través de la remoción de materiales sólidos), mientras se mantiene la cantidad de contenido disuelto en el agua. El proceso de electrocoagulación (EC) funciona por medio de la transmisión de corriente eléctrica a través del agua, el cual causa que los sólidos suspendidos se coagulen y caen en suspensión. Posteriormente, el agua tratada es filtrada y usada para posteriores operaciones de fracturamiento. (Gómez, 2016)

#### 6.4.3.1.3 Control de bacterias.

**Electrocoagulación para bacterias:** La electrocoagulación tiene la capacidad de destruir bacterias. Se afirma que el proceso puede proporcionar 90 - 99% de reducción bacteriana.

**Ozono:** El ozono ( $O_3$ ) es un oxidante muy fuerte y un desinfectante eficaz. Se puede usar aire u oxígeno puro como fuente de gas de alimentación para producir ozono. El gas seleccionado es pasado a través de un deshumidificador y luego a un generador de ozono donde el gas está expuesto a una carga eléctrica para formar ozono. El ozono contendrá aproximadamente 0.5 a 3.0% de ozono en peso. Después de la generación, el ozono se alimenta a una cámara de contacto que contiene el agua a desinfectar. El ozono se dispersa en el agua generalmente usando difusores de burbujas y el agua se agita mecánicamente para asegurar que el ozono se contacte de manera uniforme dentro del agua en un corto período de tiempo, que varía de segundos a minutos, dependiendo del nivel de contaminación en el agua.

**Soluciones oxidantes mixtas:** Una desinfección alternativa en las operaciones de fractura es la solución oxidante mixta que reemplaza los biocidas convencionales utilizados para el control bacteriano. La solución oxidante mixta es un desinfectante generado compuesto principalmente de hipoclorito de sodio y varios compuestos oxidantes que incluyen, entre otros, ozono, peróxido de hidrógeno, hidróxido e iones de cloro. Eso se genera en el sitio y a demanda utilizando una celda electrolítica, sal de cloruro de sodio de grado alimenticio, y agua. Es una técnica comúnmente utilizada y ampliamente aceptada para desinfectar el agua.

**Dióxido de cloro:** Esta tecnología se utiliza actualmente en todo el mundo en aplicaciones de aguas residuales antes de la descarga superficial. El dióxido de cloro reacciona con bacterias, sulfuros, manganeso y hierro dentro del agua. Puede ser utilizado para desinfectar el agua dulce y el agua producida / flowback para su reutilización en la fracturación.

**Ultravioleta:** La radiación de luz ultravioleta (UV) es un método ampliamente utilizado para la desinfección de aguas residuales tratadas. La desinfección UV se basa en el daño fotoquímico en las moléculas de ADN de una célula. Los rayos UV utilizan energía electromagnética como agente desinfectante y la fuente de rayos UV. El uso de UV se puede implementar para la desinfección del agua que se utilizará en la preparación de fluido de fractura y su aplicación puede ser "sobre la marcha"; Sin embargo, el nivel de desinfección esperado considerando que los contaminantes en las fuentes de agua no pueden alcanzar más del 99% de reducción de bacterias, el método puede necesitar ser usado en combinación con tratamiento químico para mejorar resultados de desinfección (es decir, la adición de biocida para la reducción de bacterias se combinan con UV para el final desinfección).

**Tratamiento biológico:** La industria del petróleo y el gas ha mostrado preferencia por el tratamiento fisicoquímico. Sin embargo, como emisiones de compuestos orgánicos volátiles (COV) que incluyen metanol y como pretratamiento para ósmosis inversa (RO) para prevenir la bioincrustación, los sistemas biológicos han sido recientemente empleado con gran éxito en sistemas de tratamiento de agua producida en numerosos lugares para tratar los sólidos disueltos formadores de escamas. (Mi SWACO, 2011)

#### **6.4.3.1.4 Sólidos disueltos**

**Precipitación química:** La precipitación química utiliza la adición de productos químicos para precipitar constituyentes como los cationes multivalentes de calcio, magnesio y hierro. El proceso también puede ser efectivo para eliminar una variedad de microorganismos y materia orgánica disuelta en el caso de la fractura hidráulica, la dureza reducida minimiza la

interferencia con componentes de fluidos de fracturamiento y escamado en el fondo del pozo que puede impedir la vida útil y productividad del pozo.

**Intercambio iónico:** El ablandamiento por intercambio iónico (IX) es otra forma de tratamiento. IX es un químico reversible, por lo cual en la reacción los iones cargados positiva o negativamente presentes en el agua son reemplazados por iones con carga similar presentes en la resina. Las resinas se sumergen en el agua y son zeolitas inorgánicas naturales o resinas orgánicas producidas sintéticamente. Cuando las resinas se agotan, se regenera mediante intercambio con los iones en la solución de regeneración. Los materiales de intercambio iónico pueden ser naturales (ciertas arcillas) o sintéticos (zeolitas, que son aluminosilicatos cristalinos o arcillas y resinas orgánicas).

#### **6.4.3.1.5 Sales disueltas.**

**Osmosis inversa:** La ósmosis inversa (RO) y la nanofiltración (NF) son tecnologías de tratamiento probadas y ampliamente utilizadas para la desalinización de agua de mar y agua mineral. La nanofiltración es otro medio no químico para eliminar dureza del agua utilizando membranas enrolladas en espiral en modo de flujo cruzado similar a la ósmosis inversa pero a presiones significativamente más bajas. La nanofiltración tiene la ventaja de excluir cualquier divalente o iones multivalentes (metales pesados) que quedan en el agua. Las ventajas adicionales incluyen la eliminación de nitratos y sulfatos. La capacidad de filtración varía de aproximadamente 1 nm a 10 nm permitiendo la filtración de la mayoría de las bacterias y virus. La recuperación de los volúmenes puede ser de hasta el 75% con una reducción de TDS de hasta el 70%. Las membranas de RO pueden lograr una alta eliminación de casi todos los iones y compuestos orgánicos.

**Recompresión mecánica de vapor:** (MVR) consiste en evaporar el agua, dejando los contaminantes no volátiles en la fase líquida. Los vapores se condensan. El agua generalmente se calienta con vapor. El intercambiador de calor puede ser interno (p. Ej., Película descendente vertical o calandria /placa inundada, tubular o con hoyuelos) o externa (tubular o placa). La recirculación de líquidos es generalmente necesaria en cualquier caso.

**Temperatura:** Las temperaturas extremas y las variaciones de temperatura en los fluidos de fractura pueden tener un impacto en integridad del equipo y rendimiento del fluido de fractura. La regla general para la temperatura de los líquidos de fractura es aproximadamente 15°C a aproximadamente 65°C, la temperatura del fluido de fractura se convierte en un problema de seguridad, y comienza a impactar el equipo de bombeo. Varios de los aditivos de fractura hidráulica no funcionan bien a temperaturas elevadas, y es posible que se deban considerar alternativas que funcionen adecuadamente a temperatura elevada.

Los estabilizadores de temperatura se utilizan para evitar la degradación de geles de polisacáridos a temperaturas por encima de 93°C. Los estabilizadores comunes son metanol y tiosulfato de sodio ( $\text{Na}_2\text{S}_2\text{O}_3$ ). El metanol es más peligroso de manejar y se usa como 5 - 10% del volumen de fluido. El tiosulfato de sodio generalmente se usa a 2.5 g / 1000 L. (Mi SWACO, 2011)



## **6.5 DISPOSICIÓN DEL FLUIDO**

Dentro de los mitos del fracking o estimulación hidráulica está el uso excesivo de agua. Pero realmente el flowback puede ser mayor al 50 por ciento y este recurso se puede reutilizar. Sus volúmenes varían según el tipo de yacimiento.

“Pero eso debe tardar décadas”, dicen algunos. La verdad es que no. Este flujo de agua ocurre por un lapso de algunos días o semanas.

Hay estudios que afirman que en el caso de aplicación de fracking en las rocas de esquisto o lutitas (conocidos como shales en inglés), donde se alojan el petróleo y gas natural, el retorno de agua puede ser de un 20 a un 50 por ciento, o más.

El fluido de retorno es separado en superficie. Una parte del agua que retorna se reutiliza en otras operaciones de estimulación hidráulica y otra es tratada para evitar contaminación en la superficie. Existe tecnología probada a nivel global y nacional para el almacenamiento, tratamiento y uso de aguas de retorno a nivel superficial. (ACP, 2017).

Ecopetrol tiene en el manejo, el tratamiento, la rendición de los vertimientos y la utilización del agua, por ejemplo, en cultivos experimentales, piscicultura, en ganadería experimental. Y para ser parte de la solución del suministro de agua se está trabajando, puntualmente, por ejemplo, en inversiones con el acueducto de Villavicencio y el de Cúcuta. (Lloreda, 2019)

La inyección subterránea ha sido tradicionalmente la principal opción de eliminación del agua de producción y flowback. El proceso utiliza pozos de eliminación de agua salada para colocar el agua a miles de pies bajo tierra en los poros de formaciones rocosas que están separadas del agua subterránea tratable por múltiples capas de roca impermeable. La inyección subterránea del agua producida no es posible en todos los casos por tanto hay que buscar zonas de inyección adecuadas, puede ser posible transportar el agua a un sitio de inyección más distante. (Mi SWACO, 2011)

## **7. PROCESOS DE ESTIMULACIÓN HIDRAULICO EN COLOMBIA**

### **7.1 DESARROLLO HISTÓRICO**

Es común pensar que el fracking que ha revolucionado recientemente la industria de los hidrocarburos es una técnica nueva. Pero la verdad, el fracking es la combinación de dos técnicas, perforación horizontal y la estimulación hidráulica, que se han utilizado desde mediados del siglo pasado en Colombia para mejorar la producción de pozos en yacimientos convencionales ubicados particularmente en la zona del valle del Magdalena. Algunos de los campos en los que se ha ejecutado la técnica de estimulación son Orito, San Francisco, Castilla Catatumbo, La Cira y Cantagallo.

La iniciativa de utilizar la técnica de fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales inicia con el Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014. En su apartado de

aprovechamiento de los recursos hidrocarburíferos, el plan establece la necesidad de identificar y materializar el potencial del país en materia de yacimientos de hidrocarburos no convencionales. En dicho apartado se estipula el objetivo del gobierno de generar los estudios y las reglamentaciones técnicas y ambientales para tal fin. De igual forma el Plan Nacional de desarrollo del periodo 2014- 2018 sigue la vía de los mismos lineamientos. (DPN, 2011)

Lo que realmente generó el uso intensivo de esta técnica en países como Estados Unidos, fue su viabilidad económica con precios del petróleo que rondaban los US\$100 por barril.

Sin embargo, no se pueden negar los recientes avances técnicos en perforación horizontal, completamiento y fracturamiento hidráulico, que han reducido los riesgos potenciales del fracking y han generado eficiencias económicas que permitió reducir el costo de producción a menos de US\$40 por barril. (ACP, 2017)

Colombia fue pionera en la promoción de los recursos no convencionales en América Latina, y en 2012, adoptó un especial régimen para mejorar las economías de este tipo de recursos. Actualmente hay seis bloques no convencionales contratados por la ANH a Exxon, ConocoPhillips, Shell, Ecopetrol, Exxonmobil, Nexen Petroleum y Parex Resource Colombia, pero los planes han sufrido el doble revés de la caída de los precios y la controversia ambiental. Como resultado, las actividades de exploración se retrasaron y la perforación no convencional ha sido muy limitada. (Arthur D. Little, 2017). Ecopetrol S.A ha adelantado la perforación de 5 pozos verticales de tipo estratigráfico exploratorio con el objetivo de la adquisición de información sobre las unidades rocosas de tipo no convencional en la secuencia cretácica del Valle Medio del Magdalena.

Hay que agregar el importante aporte de empresas como Mansarovar, Oxy y Frontera, cuyo conocimiento en recobro mejorado y extracción de crudos pesados aumentó varias veces la producción en los campos donde éstas tecnologías se han implementado, permitiéndole al país alcanzar el Millón de barriles en 2014 y, de la mano con Ecopetrol, aumentar en más de 5.000 millones de barriles las reservas del país en la última década, resultado de revaluaciones de reservas -es decir “raspando la olla”- en los campos maduros. (Lloreda, 2019)

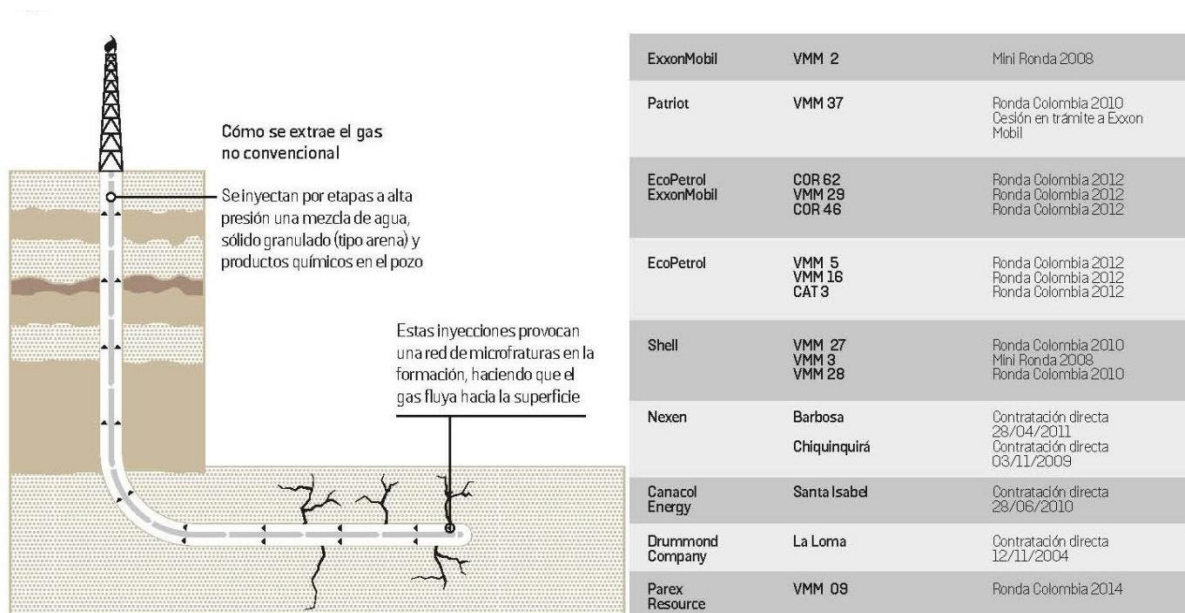


Ilustración 25. Proyectos no convencionales adjudicados en los últimos años. Fuente: (ANH/Repsol, s.f.)

## 7.2 MITOS IDENTIFICADOS

**7.2.1 Contaminación del agua.** Una de las principales preocupaciones de implementar el fracking en Colombia es el consumo y contaminación del agua. La cantidad de agua requerida para desarrollar un pozo de hidrocarburos no-convencionales por medio del fracking oscila entre 2.5 y 7.5 millones de litros.

En términos simples, se requiere aproximadamente el agua de media piscina olímpica para fracturar un pozo.

Esto puede ser un tema muy sensible en zonas donde los recursos hídricos sean limitados y es la principal razón para vetar esta técnica en zonas específicas, a pesar de que aproximadamente el 60% del agua utilizada en el fracturamiento hidráulico regresa a la superficie y puede reciclarse para ser utilizada en la fractura de otro pozo. (Cabral, 2016)

**7.2.1.1 Aguas superficiales.** Otra preocupación respecto al agua es la contaminación por los químicos utilizados en el proceso de fracturamiento.

El proceso de fracturamiento hidráulico requiere del fluido de fractura que es 99.5% agua y apuntalante, y 0.5% de aditivos químicos. Por un lado, el apuntalante es básicamente arena o partículas similares que ayudan a mantener la fractura o fisura de la roca abierta para que siga fluyendo los hidrocarburos.

Por lo general en la etapa de estimulación hidráulica se utilizan de 3 a 12 aditivos en muy bajas concentraciones. Estos químicos se pueden encontrar en productos de uso doméstico y de consumo diario. Y por el otro lado, los aditivos son químicos que generan una alta viscosidad en el fluido de fractura para poder transportar el apuntalante. (Cabral, 2016)

**7.2.1.2 Aguas subterráneas.** Otra de las preocupaciones es la contaminación de aguas subterráneas. Las fracturas se realizan a más de 2 kilómetros (7.100 pies) de profundidad, generando una diferencia de más 1.5 kilómetros entre la fractura y las aguas subterráneas que se pueden utilizar para consumo humano. Al ser esa misma distancia la que existe entre la fractura y la superficie, es casi imposible una contaminación cruzada. De ahí que en la literatura científica se han documentado solo contaminaciones producidas por fallas en los pozos o en los recubrimientos de las tuberías, pero no por el fracturamiento. (Cabral, 2016)

Durante la perforación de cualquier tipo de pozo, los acuíferos se protegen con tuberías de acero y cemento para evitar cualquier riesgo de contaminación (buenas prácticas operacionales). Adicionalmente, se usan piezómetros que miden el nivel freático en el subsuelo. Se utiliza en perforaciones llevando a cabo un control de la calidad de las aguas subterráneas. Además, se emplea para medir, entre otras, la presión del agua. Esto se realiza con la intención de evaluar los riesgos en el subsuelo, de esta forma, ofrece un control eficaz en sondeos y perforaciones dotando el servicio de una mayor precisión.

Los yacimientos no convencionales que requieren estimulación hidráulica se encuentran a miles de metros de profundidad, muy separados de las fuentes de agua superficial.

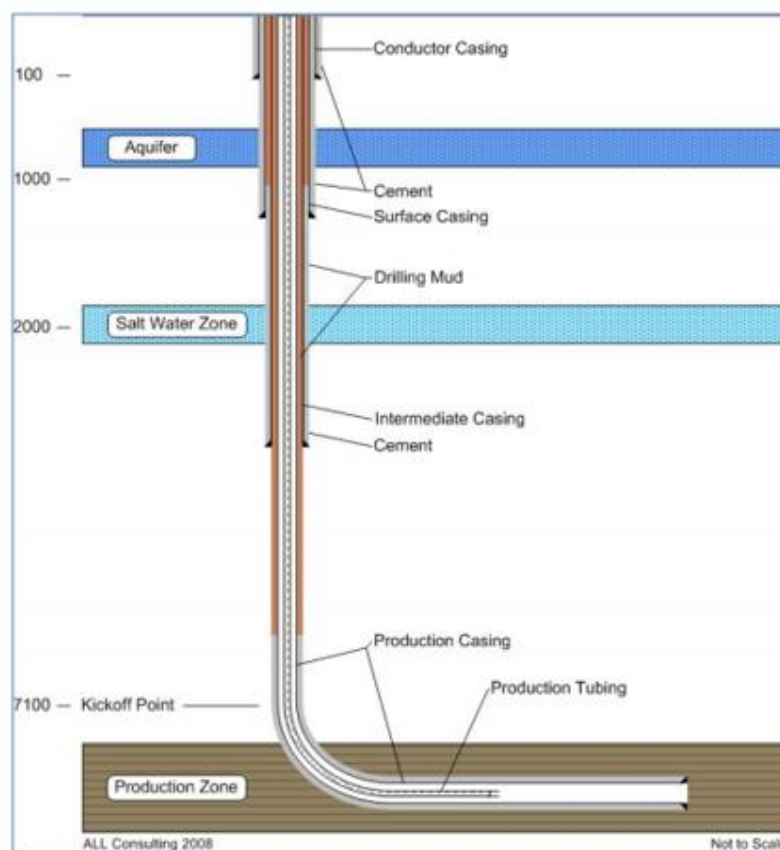


Ilustración 26 Sistema Mecánico de un pozo. Fuente: (Cabral, 2016)

**7.2.2 Aumento de la sismicidad.** Por último, el incremento de sismos en las zonas donde se realiza la extracción de hidrocarburos no-convencionales puede ser significativo. La razón fundamental para el aumento de los sismos es el incremento de energía sobre una falla geológica.

Dicho en otras palabras, si se fractura cerca de una falla geológica, esta reacciona al aumento de energía mediante pequeños sismos. La solución básica es hacer estudios sísmicos para evitar fracturar cerca de una falla geológica. Al igual sucede cuando se inyecta fluido de fractura para su disposición final. El incremento de fluido en una formación genera aumento de presión que puede terminar generando sismos. (Cabrales, 2016)

Esta actividad sísmica se genera “durante los tratamientos de estimulación hidráulica en yacimientos no convencionales de shale” teniendo en cuenta que las fallas tensiles de las fracturas hidráulicas producen muy poca energía sísmica; sin embargo, se pueden medir por medio de la escala de magnitud de Richter los eventos de cizallamiento cerca de la fractura creada. La gran mayoría de los eventos microsísmicos medidos van desde menos de -3.0 a -1.0.

Los pequeños microsismos que se originan, como se decía anteriormente, no son de magnitud significativa pues estas vibraciones son aproximadamente 100.000 veces menores que los niveles perceptibles por los seres humanos por lo tanto mucho menores que las que podrían producir algún daño. (Charry & Perez, 2017)

### **7.3 EL POTENCIAL DE RESERVAS DEL PAÍS**

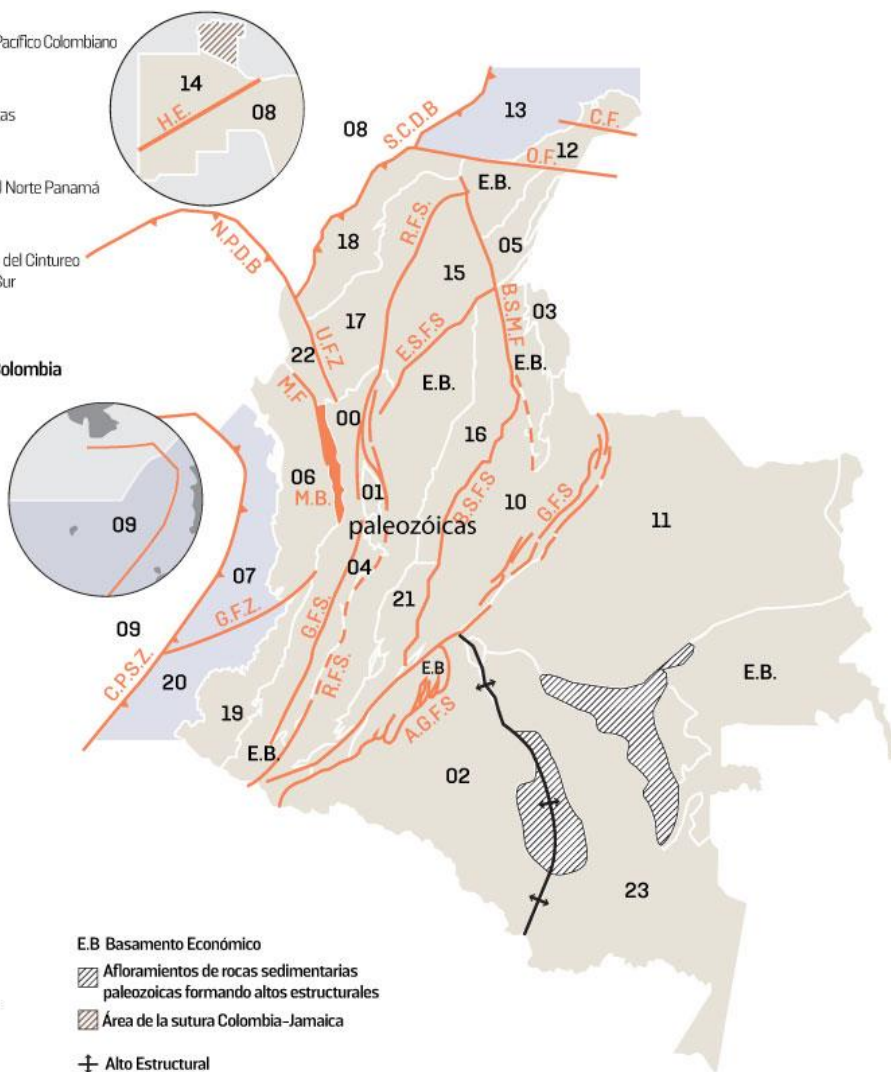
En Colombia existen 23 cuencas sedimentarias en las que se han observado indicios importantes o son productoras de gas y de petróleo, con varios campos en explotación. En la figura adjunta, modificada a partir de datos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (2007) y de Ecopetrol, se muestran todas ellas.

**Estructuras Tectónicas**

- A.G.F.S S.F. Algeciras-Garzón
- B.S.F.S S.F. Bitumina y La Salina
- B.S.M.F S.F. Bucaramanga-Santa Marta
- C.F Falla Cuiza
- C.F.S S.F. Cauca
- C.P.S.Z Zona de subducción del Pacífico Colombiano
- E.S.F.S S.F. Espíritu Santo
- G.F.S S.F. Guaicáramo
- G.F.Z Zona de Fallas Garrapatas
- H.E Escarpe Hess
- M.F Falla Murindó
- N.P.D.B Cinturón deformado del Norte Panamá
- O.F Falla Oca
- R.F.S S.F. Romeral
- S.C.D.B Frente de Deformación del Cinturón Deformado del Caribe Sur
- U.F.S S.F. Uramita
- S.F Sistema de Fallas

**Cuencas sedimentarias de Colombia**

- 1 Amagá
- 2 Caguán-Putumayo
- 3 Catatumbo
- 4 Cauca-Patía
- 5 Cesar-Ranchería
- 6 Chocó
- 7 Chocó offshore
- 8 Colombia
- 9 Colombia Pacífico Profundo
- 10 Cordillera Oriental
- 11 Llanos Oriental
- 12 Guajira
- 13 Guajira offshore
- 14 Los Cayos
- 15 Valle Interior del Magdalena
- 16 Valle Medio del Magdalena
- 17 Sinú-San Jacinto
- 18 Sinú offshore
- 19 Tumaco
- 20 Tumaco offshore
- 21 Valle Superior del Magdalena
- 22 Urabá
- 23 Vaupés-Amazonas



Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos de Colombia

Ilustración 27. Cuencas sedimentarias de Colombia. Fuente: (ANH, 2007)

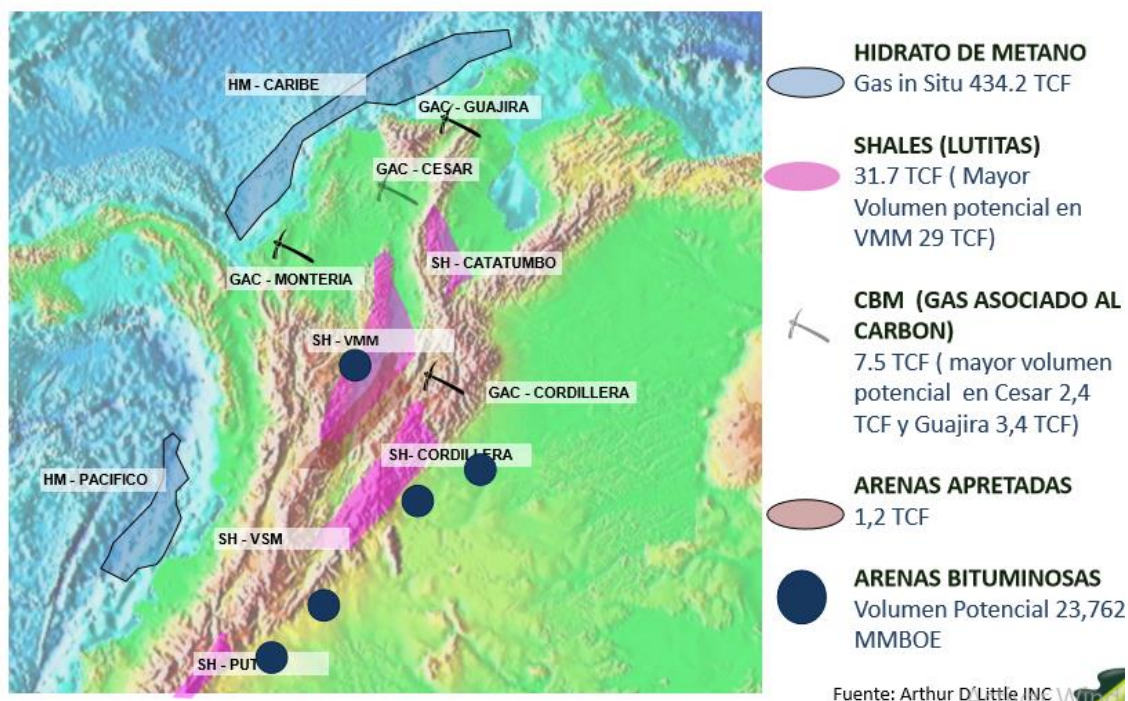


Ilustración 28. Potencial de Hidrocarburos no convencionales en Colombia, estimaciones de la ANH.  
Fuente: (Fuenzalida, 2015)

Son muchas las formaciones que pueden considerarse rocas madre generadoras de hidrocarburos dentro de estas cuencas. Así, y por citar un sólo ejemplo, en el Valle del río Magdalena existen varias formaciones con buenas características como rocas generadoras de hidrocarburos. En el Valle Inferior del Magdalena, las formaciones Ciénaga de Oro y Porquero (edad Paleógeno y Neógeno) son de gran espesor y ricas en materia orgánica.

En el valle superior del río Magdalena, se encuentra el Grupo Villeta, en especial la formación Tetuán y una parte de la Formación Bambucá (de edad Cretácico medio). Su espesor total varía entre 100 y 500 m. y presenta valores de TOC actual que pueden alcanzar el 12 por ciento.

El Valle medio del Magdalena es una cuenca convencional madura donde la disponibilidad de infraestructura de superficie petrolera y recursos hídricos proporcionan un atractivo adicional. A pesar de los incentivos fiscales del gobierno, los intereses divergentes de las partes interesadas han aumentado las tensiones en el debate sobre el impacto ambiental de las actividades no convencionales y los estándares que se deben hacer cumplir. Como resultado, la regulación específica para no convencionales solo se ha completado para actividades de exploración, pero no para operaciones de desarrollo de campo.

Según (Arthur D. Little, 2017), en Colombia la formación geológica La Luna puede tener un potencial de reservas de más de 5.000 millones de barriles equivalentes (BOE), correspondientes aproximadamente a tres veces las reservas actuales del país, 1.958 millones de barriles (6,2 años).

Solo el desarrollo de la formación La Luna puede representar entre 100.000 y 350.000 barriles de petróleo por día (BOED), casi la mitad de la producción actual de Ecopetrol.

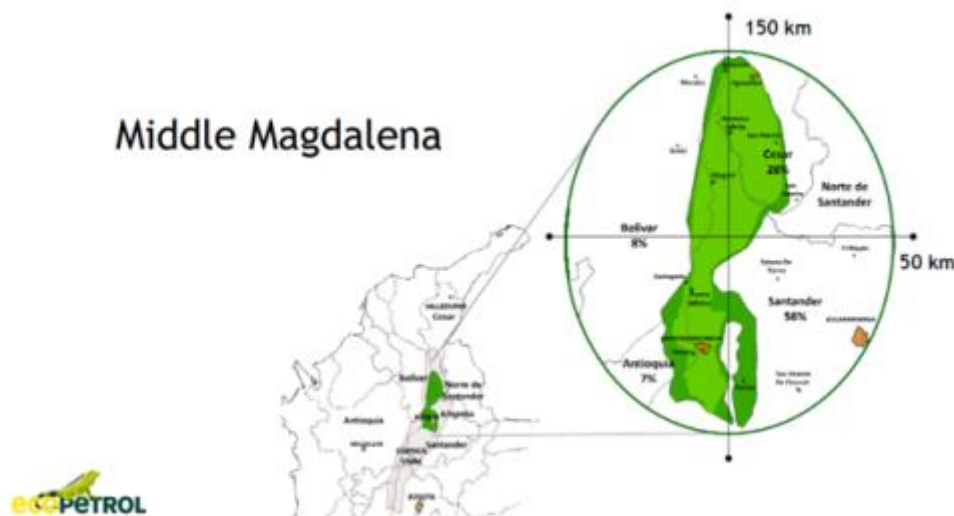


Ilustración 29. Diagrama de la fracturación hidráulica. Fuente: (US Department of Energy (DOE), s.f.)

En los últimos 10 años, Ecopetrol ha transferido \$195 billones a la Nación en regalías, impuestos y dividendos pero sus reservas actuales de crudo: 1.958 Mbbls alcanzan solo para 6.2 años, y de Gas: 3.782 Gpc para 9.2 años.

A pesar de que la respuesta más fácil y menos arriesgada es decir no al fracking en Colombia, se deben contemplar los beneficios que puede traer el fracking en términos de empleo, desarrollo de nuestras regiones, aumento de competitividad de nuestro país, educación gratuita, planes de salud, y planes sociales, sumado a la seguridad energética, auto sostenibilidad, aumento de la inversión nacional y doméstica, entre otros beneficios generales que se darían a las poblaciones directa e indirectamente ubicadas en zonas de exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales. (Interés general, pero debe ser manejado por terceras personas que eviten que los recursos se pierdan)

Por dar solo un ejemplo, Ecopetrol ha estimado que los aportes en impuestos, regalías y dividendos de estos desarrollos podían ser entre 500 y 3.000 millones de dólares por año para los próximos 25 años. (Cabral, 2016)

## 7.4 NORMATIVIDAD EN COLOMBIA

El tema de exploración y explotación de hidrocarburos no convencionales en Colombia comienza a tener acogida con la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), mediante el Decreto 1760 de 2003, entre sus funciones principales se encuentran las de manejar, administrar y firmar los contratos de exploración y explotación, permitiendo así que Ecopetrol enfocara sus esfuerzos en participar y competir como cualquier otro inversionista.



En el año 2008 el Gobierno Nacional expidió unos lineamientos de política para la asignación de los derechos de exploración y explotación de gas metano en depósitos de carbón, mediante el documento CONPES 3517 (DNP, 2008), con el fin de incentivar el desarrollo de la explotación de estos hidrocarburos. Durante el mismo año la ANH, expide el acuerdo 015 del 24 de Noviembre (ANH, 2008), y da la Estrategia de la reactivación exploratoria convencional en Colombia primer gran avance en esta materia, en vista de que en dicho documento se ordena dar inicio al estudio de búsqueda de yacimientos de recursos no convencionales en términos de su potencial de explotación.

Se determinó que si bien los hidrocarburos convencionales se encontraban definidos y regulados, este tipo de recursos naturales no renovables (hidrocarburos no convencionales) no se encontraban regulados en la legislación colombiana y debían tratarse como uno independiente. Por lo anterior ordena un estudio de búsqueda y evaluación de la potencial explotación de dicho recurso natural no renovable no regulado.

Consecutivamente para el año de 2009, se proporcionó la mayor reacción del Gobierno Nacional, por medio del Ministerio de Minas y Energía respecto a este tema, debido a que para ese momento se evidenció el gran avance de la industria petrolera, y toma la decisión de modificar la normatividad técnica que desde 1973 había estado vigente con el Decreto 1895 de este mismo año.

En efecto, el Ministerio de Minas y Energía, mediante resolución número 181495 de 2009, estableció medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos, en donde de igual forma se encontraban inmersos ya los conceptos de hidrocarburos convencionales y no convencionales. Es importante señalar que con la expedición de esta Resolución se pretendió regular las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos y aumentar las operaciones sobre estos, controlando las actividades relativas a la exploración y explotación de hidrocarburos, maximizando su recuperación final y evitando su desperdicio. (Minenergía, 2009)

Un aspecto relevante de esta Resolución, consiste en que por primera vez se establece el concepto legal acertado y preciso de los yacimientos no convencionales. Incluso más adelante esta brinda ejemplos de los que serían considerados yacimientos no convencionales.

En este sentido, se concluye que, si bien hubo un avance realmente considerable en materia de hidrocarburos, la resolución no entra a analizar en detalle estos hidrocarburos, ni tampoco los procesos de exploración y extracción de estos.

Ahora bien, como una puerta a este problema e incertidumbre jurídica, el Ministerio de Minas y Energía, mediante el Decreto 2730 de 2010, brinda una aproximación no solo técnica sino legal, así entra a definir y a regular temas como el del gas natural proveniente de los yacimientos no convencionales (Minenergía, 2010). El Decreto anteriormente mencionado, fue derogado para el año de 2011, mediante el Decreto 2100, de este modo, este hacía expresa mención sobre el deber del Ministerio de Minas y Energía en expedir la reglamentación para la

exploración y explotación de los hidrocarburos no convencionales, para este caso concreto, del gas natural.

Además de lo anterior en su articulado, específicamente en el artículo 16, establece que: Artículo 16. Reglamentación técnica y reglamento de contratación para la exploración y explotación de yacimientos de gas natural no convencionales. El Ministerio de Minas y Energía, en un plazo no mayor a tres (3) meses siguientes a la entrada en vigencia del presente decreto, expedirá las normas técnicas para la exploración y explotación de yacimientos de gas natural no convencionales y las reglas de coexistencia con actividades mineras, considerando la especificidad técnica y operativa de estas actividades (Minenergía, 2011).

En relación a esto, el Decreto dispone que el Ministerio de Minas y Energía debería expedir la reglamentación necesaria para llevar a cabo la explotación de yacimientos de gas natural no convencional, a lo cual mediante la Resolución 180742 de 2012 *“Por la cual se establecen los procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales”*, el Ministerio de Minas acata lo ordenado (Minenergía, 2012).

En efecto, esta Resolución tiene por objeto, regular la explotación y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, y es la primera norma en desarrollar de forma específica el tema de los yacimientos no convencionales.

Debe tenerse en cuenta que esta resolución cumple con el mandato establecido en el documento CONPES 3517 de 2008, en el cual el Gobierno fijó unos lineamientos para la asignación de los derechos de exploración y explotación de gas metano en depósitos de carbón, pero que además ordenó, la creación de mecanismos de prevención y solución a posibles problemas de coexistencia de licencias.

Respecto a la Resolución 180742 de 2012, es importante destacar los siguientes puntos:

- El artículo 5 de la Resolución, establece las definiciones de los yacimientos no convencionales y convencionales, semejantes a las de la Resolución 181496 del año 2009, antes mencionada, sin embargo, no eran las mismas. Con lo cual, queda en evidencia una inconsistencia en la legislación ambiental, toda vez que deberían ser definiciones legales consistentes para evitar eventuales confusiones.
- En cuanto a aspectos sustanciales, la Resolución de 2012, establece una serie de obligaciones a cargo del operador que explore y explote yacimientos no convencionales, consagra que este debe recoger toda la información cartográfica relevante, los requisitos, registros y el muestreo que se debe realizar para tal tipo de pozos, un programa global de perforación que incluye el procedimiento para la terminación oficial, la prueba de pozos, y el inicio de la explotación para yacimientos no convencionales. Incluso, en cuanto a las obligaciones a cargo del operador de la explotación y extracción de hidrocarburos no convencionales, la Resolución destaca en su artículo noveno, una lista concreta de los requisitos para la solicitud de perforación de pozos estratigráficos.

Para el año de 2013, es importante destacar que el Ministerio de Minas y Energía, mediante proyecto de Resolución del 8 de octubre de 2013 procuró:

“Modificar la reglamentación aplicable a la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, con el fin de incorporar las especificaciones técnicas requeridas para lograr el aprovechamiento integral de los recursos naturales no renovables que comprende esta clase de formaciones, bajo parámetros que conduzcan la observancia de las disposiciones ambientales vigentes” (Proyecto de Resolución, 2013)

Es decir, el proyecto de resolución del año 2013, procuró recoger todo lo dispuesto en la Resolución 180742 de 2012, pero desarrollándola a nivel técnico. De este proyecto de Resolución se puede establecer que constituye la primera norma que buscó regular de forma específica los hidrocarburos no convencionales, y es importante tener en cuenta lo consagrado en sus primeros dos artículos, según los cuales se incluye su ámbito de aplicación a la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, y aclarar que, en cualquier vacío o procedimiento no descrito, debería suplirse con lo dispuesto por la Resolución 181495 de 2009.

En este sentido con el proyecto de la Resolución, se resolvieron una gran cantidad de dudas que existían respecto del estudio de los hidrocarburos no convencionales en Colombia. En primer lugar, buscó crear un marco regulatorio que no solo distingue claramente los hidrocarburos no convencionales de los convencionales y en segundo lugar reconoce por primera vez la necesidad de fijar parámetros técnicos con el fin de proteger el medio ambiente, especialmente en cuanto a la protección de aguas, del impacto de la actividad exploratoria y de extracción de yacimientos no convencionales.

Es de rescatar que este cuerpo normativo pretendía que se regulara y tratara a los hidrocarburos no convencionales como unos de especial calidad, por lo tanto, no les aplicará la misma regulación que los convencionales. Por lo anterior, el proyecto de la Resolución requería que se llevaran a cabo nuevas pruebas de presión y estimulación hidráulica, lo anterior con el fin especial de proteger el medio ambiente.

Como si fuera poco, en su artículo dieciséis, el proyecto de resolución, reconoció la importancia de manejar los riesgos de manejo de aguas durante la exploración y explotación de los hidrocarburos no convencionales, y buscó mitigar de forma activa dichos riesgos con los requerimientos de realización de pruebas, planes de contingencia vigilancia, y manejo de aguas, que tengan su origen en la explotación de este tipo de recursos.

En este sentido, con este proyecto de resolución, el sector de los hidrocarburos pudo establecer con certeza que se estaba avanzando en la materia, pues el proyecto incluyó nuevas responsabilidades para los operadores en torno a los requerimientos de sus pozos exploratorios y de desarrollo, y que además establecía la necesidad de conducir nuevas pruebas de presión y estimulación hidráulica orientadas a proteger al medio ambiente y a los demás productores. (Castro, 2017)

Sin embargo, era evidente que se requería la autorización formal a la práctica sobre aquellos hidrocarburos no convencionales, y fue mediante la expedición del Decreto número 3004 de fecha 26 de Diciembre de 2013, que el Ministerio de Minas permitió formalmente la práctica y empezó a fijar los criterios y características para este tipo de exploración en yacimientos no convencionales, y entre tanto, señaló que en el plazo no superior a 12 meses, el mismo Ministerio expediría la norma que contuviese los criterios y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, de forma más detallada (artículo 4). (Minenergía, 2013)

Y por dicho mandato expreso de la misma entidad, por medio de Resolución número 90341 de fecha 27 de marzo de 2014, el Ministerio de Minas desarrolló la reglamentación de dichos criterios y procedimientos para la exploración de hidrocarburos, requerimientos técnicos (Minenergía, 2014), por lo tanto, derogó la Resolución 180742 del 16 de Mayo de 2012.

Como puede observarse, solo hasta el día 20 de Marzo, del año 2014, el sector petrolero de Colombia pudo conocer los términos de referencia que permitirán la producción de crudo en yacimientos no convencionales con la técnica del “fracking”. Importante es aclarar que para ese entonces, ya se habían estado llevando a cabo operaciones bajo el uso del método, en pozos convencionales en los Llanos orientales, específicamente ya 13 contratos se habían otorgado por parte del Gobierno para explorar y extraer este tipo de hidrocarburos, mediante la tan controvertida técnica del fracking.

En efecto, en el año de 2014, por medio de la Resolución 0421, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, adoptó los términos de referencia, para la elaboración del estudio del impacto ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos y tomó otras determinaciones, documentos que se encuentran en forma de anexo a la resolución y forman parte integral de la misma. Con la expedición de esta Resolución el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible amplió la regulación del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) exigido para la obtención de la licencia ambiental de los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos.

Cabe mencionar que para Marzo del mismo año, la ANH, mediante el Acuerdo No. 3 (ANH, 2014), adicionó el Acuerdo 4 de 2012, con el objeto de incorporar al reglamento de contratación para exploración y explotación de hidrocarburos, parámetros y normas aplicables al desarrollo de yacimientos no convencionales. En el artículo 4 del acuerdo No. 4 de 2012 (ANH, 2012), denominado definiciones, se complementaron algunas de ellas para los contratos que incorporen el desarrollo de yacimientos no convencionales de hidrocarburos. Finalmente, se implementaron una serie de requisitos de índole financiero y operativo para las personas jurídicas que pretendieran la realización de dichos proyectos, en sus artículos 43 a 57 (Acuerdo No. 3). (Castro, 2017)

En mayo de 2015, mediante el decreto 1076, se ordena que debe incluirse un concepto de la ANH donde se confirme si las actividades de estimulación hidráulica se ejecutarán en yacimientos convencionales o yacimientos no convencionales.

Mediante la resolución D-149 y D-277 del Servicio Geológico Colombiano, se determinaron las especificaciones del monitoreo de sismicidad cerca de los pozos exploratorios o en producción en yacimientos no convencionales. (Comité gremial petrolero)

A continuación se presenta una tabla resumen de la normatividad aplicable del fracking.

Tabla 3. *Recuento de la regulación aplicable del fracking*

NORMA	CONTENIDO
Documento Conpes 3517 de 2008.	Lineamientos de política para la asignación de los derechos de exploración y explotación de gas metano en depósitos de carbón.
Resolución 181495 de 2009 del Ministerio de Minas y Energía.	Por la cual se establecen medidas en materia de exploración y explotación de hidrocarburos.
Resolución 180742 de 2012 del Ministerio de Minas y Energía.	Por la cual se establecen los procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.
Decreto 3004 de 2013 del Ministerio de Minas y Energía.	Por el cual se establecen los criterios y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.
Resolución 90341 de 2014 del Ministerio de Minas y Energía.	Por la cual se establecen requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.
Resolución 421 de 2014 del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible	Por la cual se adoptan términos de referencia para la elaboración de Estudios de Impacto Ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos y se toman otras determinaciones.

---

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

---

Fuente: (Castro, 2017)

## 7.5 CASOS DE ESTUDIO

Los principales parámetros y consideraciones en el fracturamiento hidráulico desde una vista experimental son:

a) la distancia vertical entre la zona de producción y la zona del acuífero debe ser mayor de 750 pies

b) la distancia horizontal entre los puntos de inyección y las fallas que conectan la zona de producción con la zona del acuífero debe ser mayor de 400 m.

c) las propiedades de permeabilidad y la actividad tectónica de las fallas más cercanas a las zonas de depósito deben ser conocidas. Además, las características de la roca sello deben ser mapeadas con detalle.

Según las consideraciones, en Colombia puede ser posible establecer varias áreas para utilizar el fracturamiento hidráulico con éxito, para la producción de hidrocarburos; destacando principalmente áreas estructuralmente similares a la cuenca de los Llanos. En Colombia De acuerdo con (Barrero, Pardo, Vargas, & Martinez, 2007), las quince cuencas sedimentarias tienen el potencial para la explotación de hidrocarburos en Colombia, de los cuales siete cuencas (Valle del Magdalena Medio, Valle del Magdalena Superior, Este Llanos, Sinú-San Jacinto, Cauca, Cordillera Oriental y Catatumbo) han sido identificados con potencial de esquisto bituminoso y gas de esquisto.

Adicionalmente, Colombia está clasificada como el tercer país de América del Sur con gran potencial de depósitos no convencionales, después de Brasil y Argentina, estableciendo que la prospectividad de gas y petróleo no convencionales para Colombia tendrá aportes de hidrocarburos entre el 32-60% y el 11-26% respectivamente (ANH, 2014).

El Fracturamiento hidráulico se puede realizar con éxito en rocas del Cretácico, debido a sus profundidades y la existencia de pocas fallas que puedan conectar los acuíferos con las zonas del yacimiento. Los modelos en la cuenca del valle medio del Magdalena se caracterizan por grandes fallas inversas (Figura). (Universidad Nacional de Colombia [UN], 2019)

**Caso 1. Campo San Francisco, Huila – Colombia.** (Beltrán & Sepúlveda, 1994)

**Generalidades del campo:** Esta formación está compuesta por areniscas con intercalación de arcillas, es un yacimiento convencional ubicado en la cuenca del valle medio magdalena, en la formación caballos superior y caballos inferior, la profundidad estimada es de 2.500 ft a 3.200 ft; El petróleo tiene de 18 a 26 °API, con contenido alto de asfaltenos y parafinas. La permeabilidad varía entre 50-800 md.

Este campo presenta exceso de producción de agua debido al proceso de inyección de agua, además del agua, presenta daños alrededor del pozo por precipitaciones de carbonato de calcio, bloques de agua y emulsión, hinchazón y migración de arcillas.

Se decide iniciar un tratamiento de estimulación hidráulica para evitar el daño alrededor del pozo y aumentar el índice de productividad.

**Fluido y aditivos de la estimulación hidráulica:** El fluido seleccionado es a base de agua y los aditivos tales como: reticuladores base agua, trazadores radiactivos, aditivos para control de pérdida de fluidos.

**Ejecución:** se realizaron varios trabajos, inicialmente los resultados no fueron satisfactorios, pues debido a la gran concentración de apuntalante utilizado, se requirió volúmenes altos de almohadilla y esto conlleva a que el tratamiento sea antieconómico. Además el daño alrededor del pozo resultaba positivo. Los trabajos de estimulación hidráulica se comenzaron en el año de 1992.

A continuación, se muestran los trabajos y resultados realizados en el campo san Francisco:

Tabla 4. *Trabajos y resultados realizados en el campo san Francisco*

	1er trabajo	Siguientes trabajos	Trabajos de pantalla inducida
Vol. de gel (gal)	45.000	18.000	12.000
Total apuntalante (sacos)	1.650	500	300
Tasa de bombeo	37	25-35	15-20
Equipos requeridos	7 bombas	7 bombas	4 bombas
	2 blender	1 blender	1 blender
Costos	\$\$\$	\$\$	\$
Incremento de producción	4-7	4-7	4-7

---

Skin después del frac + + -

---

Fuente. (Beltrán & Sepúlveda, 1994)

### **Caso 2. Campo San Francisco** (Castaño, Villamizar, Díaz , Avila , & Gonzales, 2002)

Como ya se mencionaba anteriormente, el campo presenta una considerable producción de agua, tiene incrustaciones de carbonato de calcio asociado al agua de formación y presenta escalamiento orgánico por la presencia de parafinas y asfaltenos.

Para este caso han pasado algunos años, este trabajo se realizó en el año 2002 cuando la producción era de 20.000 barriles de petróleo por día.

**Fluido y aditivos:** Gel lineal con inhibidores de incrustaciones (poli acrilato). La técnica utilizada es RPM (Modificador de la permeabilidad relativa. Adicional a esta técnica se tiene PCS (sistema de polímero de conformidad) y EFS (Estimulación de fractura mejorada). Se incluyen estas técnicas debido al daño por incrustaciones; la PCS hace que el polímero resida en los poros de la formación controlando el paso de los fluidos. Y la combinación de las dos técnicas EFS y PCS lo que hace es controlar la producción de agua y las incrustaciones.

#### **Resultados:**

- La producción aumentó de 1.7 a 9.2 veces.
- La empresa de servicios aumento ingresos y ganancias
- Se abrió el mercado a nuevos candidatos.

La tecnología se considera positiva para trabajar en campos afectados por procesos de inyección de agua. (Castaño et al., 2002)

### **Caso 3. Implementación exitosa de técnicas de fractura Hidráulica en pozos de petróleo pesado con alta permeabilidad en la Cuenca de los llanos Orientales.** (Bahamon et al., 2015)

El trabajo se realizó en el campo Castilla ubicado el área suroeste de la cuenca de los Llanos Orientales a 50Km al sur de la ciudad de Villavicencio, departamento del Meta; Los principales yacimientos productores pertenecen a la formación Guadalupe. Este campo presenta altos cortes de agua (hasta el 80% BSW), con un crudo pesado (9-12 API) y con alta permeabilidad. Tienen un alto índice de movilidad agua-aceite, que favorece la producción de agua.

**Daños:** Inducido, escamas orgánicas, permeabilidad relativa, emulsiones, escamas minerales, finos y arcillas.

Este campo es un candidato para realizar fracturamiento hidráulico, debido a que este tratamiento es una técnica efectiva para superar la zona de daño, conectando de esta forma la zona de daño con la zona no afectada.



**Fluido y aditivos:** Fluido reticulado, inicialmente con una carga de 35 ppt, de polímero de goma guar para T: 180°F y 200°F, luego se optimizó y se redujo la carga de polímero a 25ppt para minimizar el daño debido a residuos de polímero.

Como el propósito es mejorar la producción alternando la viscosidad del sistema y la permeabilidad relativa se utilizó aditivos tales como, tensioactivos, disolventes y dispersantes en solución acuosa, y para favorecer la aglomeración de partículas apuntalantes se agregó estabilizador de finos.

**Resultados:** El tratamiento se realizó a más de 40 pozos con un incremento promedio del volumen de 250 BOPD por pozo y reducciones de BSW hasta del 60%.

Se inició esta práctica en el campo Castilla en el año 2012 con 3 pozos, en el 2013 se estimularon 18 pozos y en el 2014 fueron 22 los candidatos.

Los Resultados fueron favorables:

- Mayor productividad en ambiente de alta permeabilidad y petróleo pesado.
- Control de la producción de agua.
- Sostenibilidad en el tiempo.

**Caso 4. Aplicación exitosa de Fracturamiento Hidráulico en un pozo de baja permeabilidad en el piedemonte para incrementar la producción de hidrocarburos.** (Portela et al., 2017)

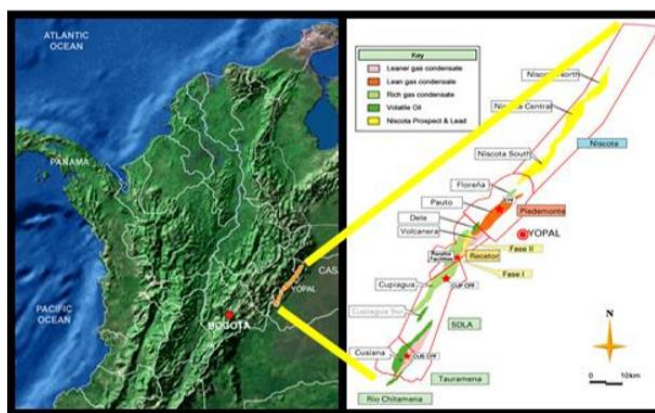


Ilustración 30. Localización Geográfica campo Piedemonte. (Portela et al., 2017)

Ubicado en el piedemonte Llanero a 20 km al noroccidente del municipio de Yopal en el Casanare. El pozo es de 18.000ft con una permeabilidad de 15 md. El campo está dividido en 2 áreas: Floreña y Pauta, similares en yacimiento y producción.

**Fluido y aditivos:** Fluido base agua con goma guar (Manosa y galactosa), que permiten la hidratación y el hinchamiento de las moléculas de agua. Como aditivos está el entrecruzador base borato para aumentar viscosidad del gel, entrecruzador retardado para evitar el arme del fluido durante el viaje por tubería. Adicional tiene cargas poliméricas de 25, 30, 35 lb con tiempo

de activación de 5 y 6 minutos a 250°F y 220°F, también tiene controlador de arcillas, estabilizador de temperatura, controlador de pH, surfactantes y rompedores de tipo oxidante: clorito y peróxido de hidrógeno.

El material apuntalante cerámico malla 25.

-Píldora con rompedores post frac: A base de peróxido de hidrógeno con una concentración del 5%, para asegurar el rompimiento del fluido minimizando el daño por residuo polimérico. La base es una salmuera inhibida que contiene un controlador de arcillas y un surfactante de baja tensión interfacial.

Volumen total de fluido: 2.300 bbls

Volumen propante: 145.000 lbs de cerámica de baja densidad malla 25.

**Resultados:** Luego de dos fracturamientos, la producción pasó de 1.900 bbl a 4.100 bbl de aceite por día. Se minimizó el daño de a formación y se ratificó el buen funcionamiento de la píldora post fracturamiento.

Para el caso de Colombia donde el desarrollo de este tipo de yacimientos se encuentra en su etapa inicial, no se dispone de estudios relacionados con el tratamiento del agua de retorno, tema sensible en la toma de decisiones para desarrollar esta fuente energética en el país.

#### **Caso 5. Formación la Luna. Caso teórico**

En (UN, 2019) se muestra la evaluación conceptual de la potencial aplicación de la tecnología de estimulaciones hidráulicas masivas en yacimientos no convencionales de Shale en Colombia, que se basó en una comparación geoquímica y petrofísica de diferentes shale (Barnett shale, Eagle Ford shale, Marcellus shale y la Formación Vaca Muerta) con la Formación La Luna, en la cuenca Valle Medio del Magdalena y a su vez, con un diseño de la operación de fracturamiento hidráulico masivo generado a partir de la información recopilada. El estudio de la aplicación de la tecnología de estimulaciones hidráulicas masivas en la Formación la Luna se realizó con base en el uso del agua, teniendo en cuenta las fuentes de agua salobre cercanas al pozo Infantas-1613 (pozo de estudio para la evaluación conceptual) como lo son algunas plantas de tratamiento de aguas residuales y las producciones de agua de algunos campos petroleros adyacentes.

Tabla 5. *Comparación Vaca Muerta y Formación la Luna*

	Formación Vaca Muerta	Formación la Luna		
		Salada	Pujamana	Galembo
TOC (%)	3-8	6.5	2.7	2.7
Materia Orgánica	Tipo II	Tipo I	Tipo II	Tipo I
		Tipo II	Tipo III	Tipo II

Madurez (%)	0.5-3	-	-	-
Porosidad (%)	4-12	4.8	4.5	4.2
Permeabilidad (mD)	$1 \times 10^{-5} - 1 \times 10^{-3}$	0.577	0.074	0.117

Fuente: (UN, 2019)

**Ubicación pozo infantas-1613:** El pozo Infantas-1613 es el pozo de estudio para la posible aplicación de la tecnología de estimulaciones hidráulicas masivas en Colombia debido a que las propiedades geoquímicas y petrofísicas descritas anteriormente de la Formación La Luna de la Cuenca Valle Medio del Magdalena son determinadas por un estudio realizado para este pozo. Está ubicado en las cercanías a Barrancabermeja, a 40 km del pozo Llanito-1 y está localizado en la Cuenca Valle Medio del Magdalena que comprende parte de los departamentos de Boyacá, Santander, Cundinamarca y Antioquia como se muestra en la figura.

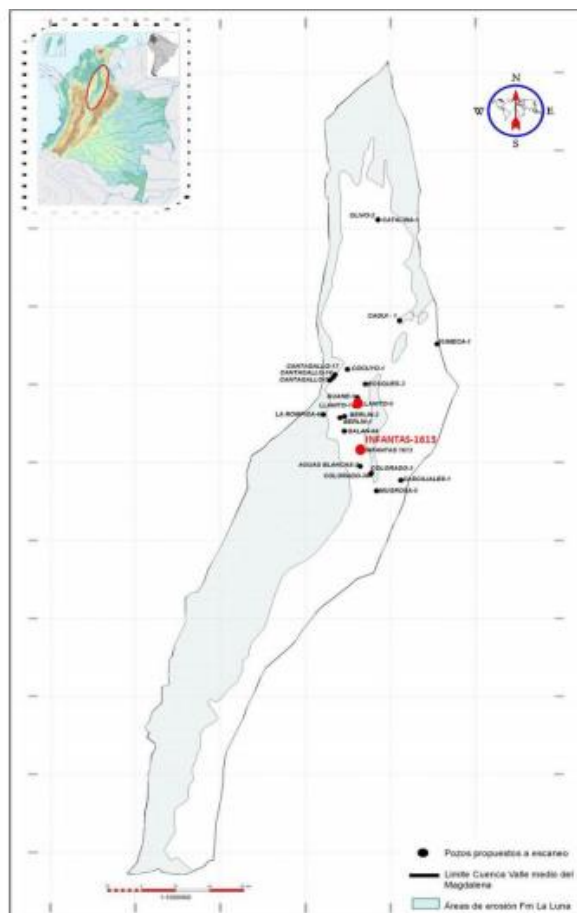


Ilustración 31. Cuenca valle medio del magdalena. Fuente: (ANH, 2012)

### Diseño de la operación de fracturamiento hidráulico

La operación de fracturamiento hidráulico masivo o el tratamiento de estimulación hidráulica masiva empiezan, con la caracterización del yacimiento (tipo de materia orgánica, madurez termal, porosidad, permeabilidad y las profundidades), seguido de la operación de perforación del pozo vertical y horizontal, y la selección del completamiento para luego realizar las estimulaciones hidráulicas. En esta sección se tendrán en cuenta las propiedades geoquímicas y petrofísicas del miembro Salada de la Formación La Luna para desarrollar el diseño de la operación de fracturamiento hidráulico, ya que este miembro fue el que más semejanza tuvo con uno de los yacimientos no convencionales de shale exitosos en el mundo, que, en este caso, fue la Formación Vaca Muerta, ubicada en la Cuenca de Neuquén en Argentina.

Además, se evaluaron los parámetros operacionales que son usuales en el desarrollo de este tipo de yacimientos.

	<b>BARNETT SHALE</b>	<b>EAGLE FORD SHALE</b>	<b>MARCELLUS SHALE</b>	<b>FORMACIÓN VACA MUERTA</b>
<b>Longitud Lateral Horizontal (ft)</b>	1.000 – 5.000 2.500 – 3.000	5.000 – 5.300 6.000 – 7.000	2.000 – 6.000 4.000 – 12.000	1.600 – 5.000
<b>Número de Etapas</b>	–	19	4 – 8	10 – 17
<b>Distancia entre Etapas (ft)</b>	–	–	9 – 11	245 – 300
<b>Concentración de Propante (lbm/bbl)</b>	–	420	126	252
<b>Rata de Inyección (bbl/min)</b>	50 – 100	49 – 90	30 – 100	60
<b>Cantidad de Agua (bbl)</b>	47.600 – 142.850	65.160 – 329.900	95.000	188.700 – 314.500
<b>Propante Utilizado (lbm)</b>	400.000 – 1'000.000	250.000 – 450.000	250.000 – 750.000	450.000 – 600.000

Ilustración 26. Parámetros operacionales de diferentes tipos de shale. Fuente: (UN, 2019)

En este caso el fluido que se utilizó fue base agua, debido a que es el más usado en los campos de la Formación Vaca Muerta y está compuesto por agua junto con arenas especiales y aditivos químicos el cual permite que las fracturas hidráulicas creadas encuentren fracturas naturales y que aunado con el completamiento multietapa se produzcan redes de fracturas complejas. El número de etapas dependerá principalmente de las propiedades intrínsecas del yacimiento, en este caso el miembro Salada de la Formación La Luna además de la conductividad que se pueda lograr en las fracturas, ya que si se logra una buena conductividad no es necesario aumentar el número de etapas, logrando así, una operación más económica.

Se analizaron los volúmenes de agua generados a partir de aguas de producción de algunos campos cercanos al pozo Infantas-1613 (Casabe, Yariguí Cantagallo, Tisquirama, Llanito, La Cira-Infantas y San Roque) y así mismo los volúmenes de agua de las PTAR de Barrancabermeja y Puerto Wilches; aclarando que estos volúmenes de agua tratados son proyecciones de los diseños realizados para estas plantas.

A continuación, se presentan tres casos que se realizaron para analizar la cantidad de agua disponible para poder realizar la operación de fracturamiento hidráulico. Los casos analizados fueron con un consumo del 20%, del 50% y del 100% de los volúmenes de agua

generados por los campos y las PTAR. Con este análisis se realizó el cálculo de cuántos pozos se pueden fracturar con 314.500 bbl de agua con 15 días de producción de estas fuentes.

En las tablas 6, 7 y 8, se muestra la producción de agua por día de las fuentes antes mencionadas junto con el número de pozos que se podrían fracturar al tener un consumo del 100%, 50% y 20%, respectivamente, del volumen de 15 días de producción.

*Tabla 6. Consumo de Volumen del agua al 100% de los volúmenes generados por los campos y las PTAR*

Fuentes		Producción agua (BPD)
Plantas de Tratamiento de Aguas Residuales	Barrancabermeja	509.746,36
	Puerto Wilches	43.556,69
Aguas de Producción	Casabe	82.833,73
Campos Petrolíferos	Yariguí-Cantallo	28.953,55
	Tisquirama	22,48
	Llanito	5.967,67
	La cira-Infantas	56.803,59
	San Roque	353,81
Total 1 día		728.237,88
Total 15 días		10.923568,20
Pozos a fracturar		34,73

Fuente: (Benavides & Martin, 2018)

*Tabla 7. Consumo del volumen del agua al 50% de los volúmenes generados por los campos y las PTAR*

Fuentes		Producción agua (BPD)
Plantas de Tratamiento de Aguas Residuales	Barrancabermeja	254.873,18
	Puerto Wilches	21.778,35
Aguas de Producción	Casabe	41.416,87
Campos Petrolíferos	Yariguí-Cantallo	14.476,87

	Tisquirama	11,24
	Llanito	2.983,84
	La cira-Infantas	28.401,80
	San Roque	176,906
Total 1 día		364.118,94
Total 15 días		5.461.784,12
Pozos a fracturar		17,37

Fuente: (Benavides & Martin, 2018)

Tabla 8. *Consumo del volumen del agua al 20% de los volúmenes generados por los campos y las PTAR*

	Fuentes	Producción agua (BPD)
Plantas de Tratamiento de Aguas Residuales	Barrancabermeja	101.949,27
	Puerto Wilches	8.711,34
Aguas de Producción	Casabe	16.566,75
Campos Petrolíferos	Yariguí-Cantallo	5.790,71
	Tisquirama	4,496
	Llanito	1.193,53
	La cira-Infantas	11.360,72
	San Roque	70,7624
Total 1 día		145.647,58
Total 15 días		2.184.713,65
Pozos a fracturar		6,95

Fuente: (Benavides & Martin, 2018)

Para 15 días de recolección de agua, en el caso del consumo de un 20% de volumen, se pueden fracturar 7 pozos. Como este es el caso con menor recolección de agua, se podría decir que con respecto a las necesidades de agua de la tecnología es viable realizarla en esta zona del país. Ahora bien, si se dispone de una recolección mayor de volumen, se podrían realizar

fracturamientos en hasta 39 pozos aproximadamente. Aunado a esto, una vez se hayan realizado los pozos, se podría tratar el Flowback, y tomarlo como fuente de agua para estimular más pozos. (Benavides & Martin, 2018)

A continuación se presenta una tabla resumen teniendo en cuenta los datos de los casos de estudio para Colombia, de la técnica de fracturamiento hidráulico. Es importante resaltar que no hay mucha información del fluido de retorno y que teniendo en cuenta esto, se puede poner en práctica muchos de los tratamientos realizados en otros países para el tratamiento y reciclaje de este fluido.

Tabla 9. Resumen de calidad, origen, cantidad, manejo y disposición de fluidos de fracturamiento hidráulico

Técnica de fracturamiento	Fluido base				Flowback				
	Tipo de fluido	Calidad requerida	Origen	Cantidad	Calidad	Cantidad	Manejo	Tratamiento	Disposición final
Bloqueo inducido	Base agua	Baja carga de apuntalante, fluido reticulado con control de pérdida de fluidos y trazadores radiactivos.	Aguas superficiales	12.000 gal	Fluido de fracturamiento, agua de formación, carbonatos, metales, sólidos disueltos y en suspensión, arcillas e hidrocarburos.	2.400-3600 gal	Tratamiento o almacenamiento.	Eliminación de metales pesados, desalinización, filtración, desinfección, ósmosis inversa.	Eliminación en pozos o reciclaje para otros tratamientos.
RPM	Gel lineal	Fluido con inhibidores para controlar precipitaciones de carbonato.	Aguas superficiales	37.440BPD	Dependiendo del tipo de formación puede tener otros componentes	7.488-11.232 BPD	Almacenamiento en tanques o sistemas de contención.	Hay que tener en cuenta la composición y disposición.	Riego de caminos no pavimentados
PCS									
EFS									
Técnicas de fracturamiento hidráulico en pozos con alta permeabilidad	Fluido reticulado con polímero de goma guar, tensioactivos, disolventes, dispersantes, estabilizadores de finos	Se necesita mejorar la movilidad del aceite, reducir cargas poliméricas y minimizar retorno de arena	Aguas superficiales				Tratamiento o eliminación		
Estimulación	Base agua		Plantas de	Dependiend		Del 20%	Tratamie		

hidráulica masiva	con arenas especiales	tratamiento de residuales y aguas de producción	o del consumo:	al 30% del inicial	nto y reciclaje
			100%: 728.238 BPD para 34 pozos.		
			50%: 364.119 BPD para 17 pozos.		
			20%: 145.647 BPD para 6 pozos.		

Fuente: Autores

Para Implementar el fracturamiento hidráulico, como técnica para la explotación de los yacimientos no convencionales en Colombia, se debe realizar un diagnóstico para evaluar su viabilidad:

- Capacidad de manejo financiero: planeación a corto y mediano plazo, programación de presupuestos en general y de los recursos de regalías.
- Calidad de la administración y gestión tributaria.
- Políticas, sistemas de contratación y compras públicas.
- Características del manejo del recurso humano, relacionado con la gestión de recursos públicos.
- Sistemas de información.
- Calidad de los mecanismos de control en el uso de los recursos públicos.
- Mecanismos de rendición de cuentas y transparencia hacia la comunidad.

(Comisión Interdisciplinaria Independiente, 2019)

### **Proyectos Pilotos de Investigación Integral (PPII)**

La comisión interdisciplinaria independiente, propone implementar los PPII en 3 etapas:

1. Ejecución PPII: en esta etapa se requiere evaluar la normatividad ambiental y social, acordar mecanismos de participación ciudadana, cumplir con la ley de transparencia y acceso a la información pública, realizar seguimiento técnico-normativo a las instituciones implicadas en estos proyectos, evaluar las necesidades de capacitación técnica y organizativa, determinar la tecnología de mínimo impacto ambiental y revisar los efectos a la salud humana.
2. Usar técnica de fracturamiento hidráulico donde se revisen, gestionen y complementen aspectos técnicos, sociales e institucionales: Impactos ambientales no resueltos, actividades de riesgos y efectos, mecanismos de participación en



proyectos futuros y fortalecimiento de las entidades (ANLA, ANH, SGC, IDEAM, otras).

3. Se evalúan resultados, se define la posibilidad de proyectos de exploración y explotación comercial en algunos lugares y con tecnologías identificadas y controladas: crear licencia social, uso del agua, manejo y conservación de suelos, compensación por efectos ambientales, desarrollo local y extracción de hidrocarburos.

Adicionalmente para asegurar una operación petrolera se debería tener en cuenta los siguientes aspectos:

**Político:** a principios del año 2019 la Sala Plena del Consejo de Estado negó la solicitud presentada por Ecopetrol de sustituir la medida cautelar que impedía la realización del Fracking. Sin embargo, el mismo Consejo, en un comunicado, aclaró el alcance de la medida cautelar que suspende la actividad de extracción pero no impide la realización de proyectos pilotos para dar un concepto técnico sobre la viabilidad de implementar el fracking en el país.

La decisión actual del Consejo de Estado de mantener suspendida la resolución 3004 de 2013 y la resolución 90341 de 2014, que reglamentan la técnica en el país pero permite realizar los pilotos, genera mayor incertidumbre jurídica a las compañías y entre las comunidades pues no hay claridad sobre cómo serán efectuados los pilotos.

La idea del gobierno es recopilar toda la información necesaria para establecer los protocolos que servirán de marco para la elaboración de los pilotos de fracking en Colombia. Así lo anunció la Ministra de Minas, María Fernanda Suárez, durante la instalación de la Cumbre Energética que se desarrolló el 3 de diciembre de 2019 en Bogotá.

La posición del gobierno Duque es que se necesita desarrollar los proyectos pilotos con el objetivo de tomar una decisión informada sobre el futuro de esta técnica en Colombia.

Se estima que la explotación de yacimientos no convencionales produzca cerca de \$231 billones de pesos en ingresos tributarios y regalías por \$92,5 billones en unos treinta años. Del mismo modo, el gobierno ha enfatizado que desaprovechar los yacimientos no convencionales sería desastroso para la cuenta corriente y la tasa de cambio.

Es poco probable que el fracking sea desarrollado técnicamente durante el gobierno de Iván Duque, por tanto esta actividad nuevamente entrará en la dinámica electoral en donde seguramente será un tema central de la campaña. Y si vemos el panorama actual del país hay una lucha de intereses políticos, donde claramente se nota la acción y acogida de la izquierda por parte del pueblo colombiano, dejando gran incertidumbre acerca del futuro de esta práctica petrolera. La pregunta es: ¿conviene invertir en el fracturamiento hidráulico?

Se espera que al finalizar el primer semestre de este año el concejo de estado dé una respuesta acerca del decreto que reglamenta los pilotos del fracking.

**Económico:** Según Luis Miguel Morelli, presidente de la ANH somos 7500 millones de habitantes y para el 2040 aumentaremos a 11.000 millones, lo que quiere decir que aumenta el

requerimiento de energía y por tanto es necesario aumentar las reservas de hidrocarburos pues aumentará la cantidad de celulares, entrarán en funcionamiento más vehículos y aviones, el consumo será mayor, y si somos más detallistas, el petróleo hace parte de nuestra vida diaria en productos de uso cotidiano tales como detergentes, fertilizantes, productos de aseo, maquillaje, plásticos, medicinas, pinturas, ropa, entre otros.

Al no satisfacer las necesidades de consumo del país se afectaría la economía, el PIB perdería tres puntos de su crecimiento pues aumentaría el déficit comercial debido a que se tendría que importar el petróleo para suplir todas las necesidades de los habitantes, adicional a esto hay que tener en cuenta que gracias a que se explota el petróleo hay inversión extranjera, se reciben recursos por regalías para educación e infraestructura y se genera un desarrollo de la región generando mayor empleo, en el acuerdo del año pasado entre el gobierno y los estudiantes fueron destinados 4.5 billones a educación de esos, 1.5 billones provienen de las regalías (Morelli, 2019).

Ahora bien, se está impulsando la exploración y explotación de los yacimientos no convencionales gas shale y oil shale, pero se debe tener en cuenta que el recobro de hidrocarburos según Felipe Bayón, presidente de Ecopetrol, es del 19%, lo que quiere decir que no se ha explotado ni la mitad de lo que contienen los yacimientos convencionales ¿Por qué no aumentar el factor de recobro? En tema de no convencionales se requiere mucho recorrido pues se necesita preparación, investigaciones, estudios, talento humano capacitado y para nadie es un secreto que lo anterior requiere de inversión económica, entonces ¿Colombia está preparada económicamente para esta nueva revolución energética? Ahora bien, revisemos el precio del petróleo (ilustración 31) en el último mes, no es estable y no es el más alto de la historia.

Cotización Histórica del WTI a un mes

Fecha	Último	Apertura	Máximo	Mínimo
16/01/2020	58,590	58,590	58,870	57,560
15/01/2020	57,880	57,880	58,360	57,380
14/01/2020	58,470	58,470	58,720	57,740
13/01/2020	58,330	58,330	59,270	57,980
10/01/2020	59,310	59,310	59,780	58,860
09/01/2020	59,660	59,660	60,290	58,660
08/01/2020	59,200	59,200	65,650	59,200
07/01/2020	62,800	62,800	63,140	62,120
06/01/2020	63,150	63,150	64,720	62,830
03/01/2020	63,050	63,050	64,080	61,120
02/01/2020	60,980	60,980	61,540	60,660
31/12/2019	45,840	45,840	46,520	44,740
27/12/2019	61,660	61,660	61,970	61,240
26/12/2019	61,720	61,720	61,830	61,080
24/12/2019	61,130	61,130	61,160	60,480
23/12/2019	60,700	60,700	60,730	60,120
20/12/2019	60,380	60,380	61,200	60,030
19/12/2019	61,100	61,100	61,400	60,700
18/12/2019	60,950	60,950	61,110	60,240
17/12/2019	60,810	60,810	60,970	59,980

Ilustración 31. Historial del precio del crudo a un mes.

**Social:** A nivel social revisemos el impacto de las petroleras en las comunidades, cuando una empresa llega a un lugar a realizar explotación de hidrocarburos llega por ejemplo con

maquinaria y ruido, esto puede ocasionar malestar en la comunidad que se encuentre en el lugar, generando inconformidad y oposición a las actividades petroleras, es importante generar confianza en las comunidades pues son ellas las que colaboran o se interponen directamente en el desarrollo de los campos, si bien es cierto las empresas petroleras generan desarrollo en la región y generan empleo pero no se motivan directamente a las personas, un ejemplo de esto se ve en Estados Unidos, los dueños de los terrenos donde se encuentran los recursos hidrocarburos son quienes deciden si arriendan o no su propiedad, por tanto la empresas hacen los acuerdos con dichas personas, si estas personas se ven motivadas económicamente no se interponen en el desarrollo de los campos petroleros.

En Colombia las comunidades le cierran las puertas a la industria del petróleo, por desinformación, falta de motivación y muchas veces por el fomento de actividades tales como la prostitución y alcoholismo. Es importante capacitar y llevar una relación amistosa con las comunidades por ello las empresas crean campañas sociales para romper esta brecha y continuar con los trabajos propios del sector.

**Tecnología:** desde comienzo del 2019 se está trabajando en la reactivación de la línea de exploración y producción costa fuera, con actualización del mapa de tierras y la permanente asignación de áreas. Se quiere reactivar unos campos inactivos, realizar proyectos de recobro mejorado y los de producción incremental, todo esto con inversión tecnológica.

Según (Bayon, 2019) presidente de Ecopetrol, se está trabajando en la gestión integrada de transporte, se creó un programa que se llama: Icons, para que cada uno de los responsables de las unidades en las refinerías, no solo vean presión, temperatura, caudal, sino que cuál es el impacto de cada decisión que se toma para optimizar el valor.

**Ambiental:** Las actividades petroleras generan impacto ambiental. Varias empresas trabajan y se comprometen en reducir las emisiones, a la quema y venteo de gas; en generar la propia electricidad con renovables no convencionales, un ejemplo es Ecopetrol quien genera más de 300 MW con energía solar, eólica y biomasa.

Como la deforestación es la segunda causa del calentamiento global el reto es restaurar 350 millones de hectáreas a 2030, algunas de las causas son los cultivos de coca, extracción ilícita de minerales, ganadería extensiva, tala ilegal y derrame de crudo por parte de los grupos guerrilleros. Las empresas implementan planes de compensación, ejemplo de ello se tiene la inversión en reforestación por parte de Gran tierra (US 10 millones), Equion Energía tiene el proyecto conectando bosques. (Bayon, 2019)

En los últimos 5 años hubo una reducción de 5 millones de toneladas de CO<sub>2</sub>, se pasó de 45 millones de pies cúbicos quemados al día a 9 millones de pies cúbicos. El 40% de las emisiones provienen de la deforestación, el 25 % de la actividad agrícola, el 15 % del sector transporte y el 13% del sector minero energético, Colombia genera el 0.4% del carbono mundial según (Suarez, 2019) ministra de minas y energía.

Debido que se requieren grandes cantidades de agua para implementar las técnicas de fracturamiento se cree que la industria del petróleo va a competir por el consumo de agua, pero debemos aclarar que en los procesos de extracción del petróleo grandes cantidades de agua son producidas y posteriormente tratadas para su reutilización, en este orden de ideas los procesos de

fracturamiento hidráulico no requieren del agua destinado para el consumo humano. Las empresas dentro de sus proyectos de desarrollo tienen el objetivo de ser parte de la solución y no del problema, por esta razón Ecopetrol está trabajando en inversiones con el acueducto de Villavicencio y Cúcuta.

## 8. CONCLUSIONES

- A fin de que los hidrocarburos de yacimientos no convencionales alcancen viabilidad económica, su extracción debe hacerse con la técnica “fracturamiento hidráulico” o fracking y perforar pozos horizontales, pozos multilaterales y otras técnicas, hasta exponer la mayor parte del yacimiento. El fracking se usa en todos los hidrocarburos alojados en rocas de baja permeabilidad, como el tight gas, el gas de carbón y el gas y el crudo de lutitas. El fracturamiento hidráulico requiere bombeo de fluidos a los pozos para aumentar la presión y fracturar la roca.
- En Colombia no se ha implementado la técnica del fracturamiento hidráulico o comúnmente conocida como fracking, hasta el momento solo se han realizado tratamientos de estimulación hidráulica para mejorar el recobro de los yacimientos y se ha venido trabajando en la normatividad de dicha práctica.
- La vida útil de un pozo es alrededor de más de 20 años y por pozo se requiere 20 mil metros cúbicos de agua y según estadísticas la industria del petróleo consume el 1.6% de agua del total de las actividades económicas del país, con el fracking este porcentaje aumentaría al 1.7%.
- El fluido utilizado para tratamientos de fracturamiento hidráulico contiene el 90% de agua, el 9.5% de material apuntalante y el 0.5 de aditivos químicos, estos aditivos son conocidos por las autoridades ambientales incluso la mayoría son de uso doméstico.
- La cantidad de agua requerida para desarrollar un pozo de yacimiento no convencional está entre 2.5 y 7.5 millones de litros, la necesidad del agua depende las características propias de cada pozo.
- El agua de uso industrial, doméstico y sus respectivos vertimientos, es aprovechada en los procesos de estimulación hidráulica, se hace uso de igual forma de los cuerpos de agua superficial.
- El fluido, resultado de los procesos de estimulación hidráulica en Colombia puede manejarse de distintas maneras para su correcta disposición, luego de los permisos necesarios: reutilización en otros procesos de estimulación, reinyección para generar recobro mejorado o para mantener la presión del yacimiento, reinyección para disposición final de dichas aguas y reinyección en una formación distinta a la original, que debe tener las propiedades de almacenamiento, confinación y fisicoquímicas identificadas, evaluadas y autorizadas.
- Antes de realizar los procesos de reinyección, es importante que el agua usada en procesos de estimulación sea tratada para garantizar que haya la remoción de sustancias

no compatibles con las características de la formación hasta alcanzar los niveles establecidos por la autoridad competente.

- Otras disposiciones son: el riego de vías, aspersión de suelos, vertimientos en cuerpos agua superficial con sus respectivos tratamientos autorizados y establecidos en las normas vigentes, riego de campos y cultivos y otras veces se entrega a terceros legalizados para que dispongan de su uso.
- Las tecnologías de tratamiento del agua de retorno dependen de sus componentes. Estas tecnologías se pueden usar de forma independiente o combinada de acuerdo a la disposición final del fluido. (tratamiento mecánico, físico, químico, microorganismos)
- Es esencial trabajar en estrecha colaboración con las agencias locales, estatales y provinciales de regulación ambiental (ANLA, ANH, ministerio de minas y energía, ministerio de ambiente y desarrollo sostenible, ministerio del interior y servicio geológico colombiano, corporaciones autónomas), enfocadas en el buen manejo del suministro local de agua y desarrollar planes efectivos y económicos para el gerenciamiento de las respectivas fuentes de agua.
- Los retos para la industria son grandes, a nivel ambiental, mejorar las tecnologías de tratamiento del agua y usar otras alternativas para reducir su consumo, a nivel social, seguir afianzando la relación con las comunidades y generar la confianza para reducir los conflictos; además con la explotación de los yacimientos no convencionales aplicando la técnica del Fracking, se triplicarían las reservas actuales manteniendo así el abastecimiento del país en términos de energía y se reducirían las emisiones de carbono al medio ambiente. Adicional a esto los YNC podrían generar hasta 68.000 nuevos empleos, entre directos e indirectos durante la duración de los proyectos. Y el país estaría generando mayores ingresos económicos según Francisco José Lloreda Mera, presidente de la ACP: Estos proyectos aportarían a Colombia US 36millones en recursos fiscales durante 25 años.

## 9. RECOMENDACIONES

Para las operadoras:

- Dada la importancia del consumo mundial de agua dulce y sus implicaciones, se recomienda el uso de diferentes fuentes de agua salina de manera que puedan ser reutilizables y funcionales después de cierto grado de tratamiento, dejando así de ser un tema relativo al vertimiento y disposición del agua de fracturamiento hidráulico.
- Generar nuevas tecnologías o adoptarlas de otros países que hagan más eficientes y disminuya el consumo de agua dulce en los procesos de estimulación y próximamente fracturamiento hidráulico.
- Comprender las necesidades locales de agua puede ayudar en el desarrollo del almacenamiento de agua y planes de manejo que serán aceptables para las comunidades vecinas a los sitios de operaciones de petróleo y gas, pues es importante ser parte de la solución y no del problema.
- Por las muchas controversias debido a la desinformación es fundamental que se trabaje en conjunto con las universidades, con el Servicio Geológico, con las instituciones del Gobierno, de forma crítica y con transparencia.

Para los estudiantes:

- Extender el tema, realizando documentos que abarquen mayor área geográfica (américa, Estados Unidos, etc.) con información del uso, manejo y tratamiento del agua usada como base en los procesos de estimulación hidráulica, adicional a esto se pueden realizar visitas a las diferentes empresas que realizan este trabajo en los campos, para que haya mayor claridad de los procesos.

## BIBLIOGRAFIA

- Asociación Colombiana de Petróleo (ACP). (2017). Mitos y verdades del fracking.* Recuperado de <https://acp.com.co/web2017/es/todo-sobre-el-fracking/328-mitos-y-verdades-del-fracking>
- Asociación Colombiana del Petróleo (ACP). (2017). Que pasa con el agua utilizada en el fracking.* Recuperado de <https://acp.com.co/web2017/es/todo-sobre-el-fracking/827-que-pasa-con-el-agua-utilizada-en-el-fracking>
- Asociación Colombiana del petróleo (ACP). (2014). YNC. Los yacimientos no convencionales y su importancia para Colombia.* Bogotá: Vicepresidente de asuntos públicos y comunicaciones.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). (2008). Normatividad.* Recuperado el 21 de Octubre de 2019, de <http://www.anh.gov.co/la-anh/sobre-la-anh/normatividad/Normatividad/Acuerdo%2015%20de%202008.pdf>
- Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). (2012). Normatividad.* Recuperado el 24 de Octubre de 2019, de <http://www.anh.gov.co/la-anh/sobre-la-anh/normatividad/Normatividad/Acuerdo%2004%20de%202012.pdf>
- Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). (2014). Yacimientos No Convencionales.* Recuperado de [www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Documents/Yacimientos%20no%20Convencionales%20-%20Fr%20C3%A9d%20C3%A9ric%20Schneider.pdf](http://www.anh.gov.co/Operaciones-Regalias-y-Participaciones/Sistema-Integrado-de-Operaciones/Documents/Yacimientos%20no%20Convencionales%20-%20Fr%20C3%A9d%20C3%A9ric%20Schneider.pdf)
- Agencia Nacional de Hirdrocarburos (ANH). (2014). Resultados de la gestión hidrocarburífera en el país, Yacimientos No Convencionales.* Bogotá: Agencia Nacional de Hidrocarburos.
- American Petroleum Institute (API). (2009). Hydraulic fracturing operations well construction and integrity guidelines. API guidance document HF1, 36.*
- American Petroleum Institute (API). (2010). Water Management Associated with Hidraulic fracturing.* Washinton: API publishing services, 1220 L street, NW, Washinton, DC 20005.
- Arenillas, A. (2014). Conama 2014.* Recuperado de: [http://www.conama.org/conama/download/files/conama2014/STs%202014/1996711231\\_ppt\\_AArenillas.pdf](http://www.conama.org/conama/download/files/conama2014/STs%202014/1996711231_ppt_AArenillas.pdf)
- Arthur D. Little. (2017). Unconventional hydrocarbons in Latin América. From dreams to reality.* Houston.
- Bahamon, H. J., García, C., Ulloa, M. J., Leal, J., Garay, R., Medina, C., & Nieto, J. (2015). Successful Implementation of Hidraulic Fracturing Techniques in High Permeability*



- Heavy oil Wells in the Llanos Basin-Colombia. *SPE*, 13. doi: <https://doi-org.usco.basesdedatosezproxy.com/10.2118/177119-MS>
- Barrero, D., Pardo, A., Vargas, C. A., & Martinez, J. F. (2007). *Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, boundaries and Petroleum Geology, a New Proposal*. Agencia Nacional de Hidrocarburos-ANH.
- Bayon, F. (2019). Propiedades estratégicas de ecopetrol. *Sostenibilidad, crecimiento y transición energética* (pág. 10). Bogotá: ACP.
- Beltrán Chavez, R., & Sepúlveda, E. (1994). Fracturing with Screen-out made-Optimum Treatment for San Francisco Field, Huila-Colombia. *SPE*, 14. doi: <https://doi-org.usco.basesdedatosezproxy.com/10.2118/27009-MS>
- Benavides Eraso, E., & Martin Barcelo, J. D. (2018). *Análisis conceptual de la tecnología de las estimulaciones hidráulicas masivas y su potencial aplicación en Yacimientos no Convencionales de Shale en Colombia*. Bogotá: Fundación Universitaria de América.
- Bonapace, J., Giglio, M., Moggia, J., & Krenz, A. (2012). Water Conservation: Reducing Freshwater Consumption by Using Produced Water for Base Fluid in Hydraulic Fracturing—Case Histories in Argentina. (pág 25).
- Cabrales, S. (2016). *El fracking en Colombia*. Uniandes. Recuperado de Portafolio: [//masterpetroleos.uniandes.edu.co/index.php/es/noticias/90-el-fracking-en-colombia](http://masterpetroleos.uniandes.edu.co/index.php/es/noticias/90-el-fracking-en-colombia)
- Cardozo, S., & Quimbaya, A. J. (2016). Evaluacion de los trabajos de fracturamiento hidraulico realizados en pozos con alto corte de agua en el campo san francisco (tesis de pregrado). Universidad Surcolombiana, Neiva, Colombia.
- Carmona, D. G., & Fernandez, V. I. (2014). *Caracterización integrada de yacimientos petroleros*. Mexico: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Castaño, R., Villamizar, J., Díaz , O., Avila , M., & Gonzales, S. (2002). Relative Permeability Modifier and Scale Inhibitor Combination in Fracturing Process at San Francisco Field in Colombia, South América. *SPE*, 10. doi: <https://doi-org.usco.basesdedatosezproxy.com/10.2118/77412-MS>
- Castro Agudelo, C. I. (2017). *Análisis jurídico del marco legal de los hidricarburos no convencionales y de las implementaciones en el derecho ambiental de la técnica fracking*. Bogotá: Pontificia Universidad Javeriana.
- Charry Ocampo, S., & Perez, A. J. (2017). *Efectos de la estimulación Hidráulica (Fracking) en el recurso hídrico: Implicaciones en el contexto colombiano*. Bogotá.
- Clayton, K., Bush, D., & Keener, K. (s.f.). *Métodos para la conservación de alimentos*. Purdue University.
- Comisión Interdisciplinaria Independiente. (2019). *Informe sobre efectos ambientales (bióticos, físicos y Sociales) y económicos de la exploración de hidrocarburos en áreas con posible*

*despliegue de técnicas de fracturamiento hidráulico de roca generadora mediante perforación horizontal.*

- Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). (2012). El Futuro de la Producción de Aceite en México: Recuperación Avanzada y Mejorada IOR-EOR. *Comisión Nacional de Hidrocarburos*, (pág 31-121).
- Colombia, S. (s.f.). *SGS Colombia*. Recuperado el 14 de 07 de 2019, de <https://www.sgs.co>
- Comité gremial petrolero. (s.f.). *La verdad del fracking*. Obtenido de ACP: <https://laverdaddelfracking.com/web/regulacion.php>
- Davies, R. J., Foulger, G. R., Mathias, s., Moss, J., Hustoft, S., & Newport, L. (2012). Hydraulic fractures: how far can they go? En *Marine and Petroleum Geology* (págs 43,519-521).
- Departamento de Protección ambiental de Pensilvania (DPA). (2010). *Frac Focus*. Recuperado el 10 de septiembre de 2019, de Chemical Disclosure Registry: <http://fracfocus.org/hydraulic-fracturing-how-it-works/hydraulic-fracturing-process>
- Departamento Nacional de Planeación (DNP). (2011). Plan Nacional de Desarrollo. En *Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014* (pág. 541). Bogotá.
- Departamento Nacional de Planeación (DNP). (2008). *Conpes*. Recuperado el 22 de Octubre de 2019, de <https://colaboracion.dnp.gov.co/CDT/Conpes/Econ%C3%B3micos/3517.pdf>
- Espinosa, C. A., & Torres, K. J. (s.f.). Técnicas de recobro y recobro mejorado en yacimientos con crudos livianos, pesados y extrapesados. *Scientia Et Technica*, (pág 4-19).
- Figuroa, O. O., & Tibaduisa, D. A. (2016). Selección del método de levantamiento artificial y la concentración de un reductor de viscosidad en fondo de pozo para la extracción de crudo pesado en el pozo Torcaz 3 (Tesis de pregrado) Universidad de América, Bogotá D.C, Colombia.
- Fuenzalida, H. A. (2015). *Latinoamérica, foco de oportunidad para los recursos No Convencionales*. Bogotá.
- Gómez, C. A. (2016). *Alternativas para la minimización del uso del agua en las operaciones de fracturamiento hidráulico en la explotación de yacimientos no convencionales*. Bogotá: Universidad de América.
- Gupta, D., & Hlidek, B. (2010). Frac-Fluid Recycling and Water Conservation: A Case History. *SPE*, 2-9. doi: <https://doi-org.usco.basesdedatosezproxy.com/10.2118/119478-MS>
- Hernandez, A. (2013). *Caracterización de un fluido polimérico para fracturamiento hidráulico*. Poza Rica: Universidad Veracruzana.

- Higuera Lizcano, E. D. (2012). *Propuesta de un manual de recobro mejorado a través de la inyección de bacterias en yacimientos de hidrocarburos*. Caracas.
- Instituto Mexicano del Petróleo (IPM). (2013). *Yacimientos Convencionales y No Convencionales*. Mexico.
- Jácome Pazmiño, M. A., & Muñoz Cabanilla, D. F. (2016). *Diseño de fracturamiento hidráulico para la optimización de la producción en el pozo FICT-2D*. Guayaquil, Ecuador: Escuela Superior Politécnica del Litoral.
- King, G. E. (2012). Hydraulic Fracturing 101: What Every Representative, Environmentalist, Regulator, Reporter, Investor, University Researcher, Neighbor and Engineer Should Know About Estimating Frac Risk and Improving Frac Performance in Unconventional Gas and Oil Wells. *SPE*, 80. doi: <https://doi-org.usco.basesdedatosezproxy.com/10.2118/152596-MS>
- Li, W. (2015). *Frac flowback water blending and treatment requirements based on spatial and temporal water quality analysis*. Fort Collins, Colorado: Colorado State University .
- Lloreda, F. J. (2019). sesión XIV, Estrategia de la reactivación exploratoria convencional en Colombia. (pág. 9). Bogotá: ACP.
- Madrid, M. (2011). Portal del petróleo. *Fluidos de fracturamiento hidráulico, Aspectos a considerar para su diseño*. Recuperado de <http://www.portaldelpetroleo.com/2011/07/fluidos-de-fracturamiento-hidraulico.html>
- Mi SWACO. (2011). *Fracturing Fluid Flowback Reuse Project*. Canadá: Schulmberger company.
- Mi SWACO. (2011). Hydraulic Fracturing Fluids and Flowback. En *Fracturing Fluid Flowback Reuse Project* (pág. 50). Canadá: Schlumberger company.
- Mi SWACO. (2011). Water conditioning by physical/chemical treatment. En M. SWACO, *Fracturing Fluid Flowback Reuse Project* (pág. 57). Canadá: Schlumberger Company.
- Ministerio de Minas y Energía (Minenergía). (2010). *Departamento Administrativo de la Función Pública*. Recuperado el 24 de Octubre de 2019, de [https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma\\_pdf.php?i=40062](https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma_pdf.php?i=40062)
- Ministerio de Minas y Energía (Minenergía). (2011). *Sistema Único de Información Normativa*. Recuperado el 24 de Octubre de 2019, de <http://www.suin-juriscol.gov.co/viewDocument.asp?id=1399597>
- Ministerio de Minas y Energía (Minenergía). (2012). *Servicio Geológico Colombiano*. Recuperado el 24 de Octubre de 2019, de [https://srv-nor.sgc.gov.co/normograma/docs/pdf/resolucion\\_minminas\\_180742\\_2012.pdf](https://srv-nor.sgc.gov.co/normograma/docs/pdf/resolucion_minminas_180742_2012.pdf)

- Ministerio de Minas y Energía (Minenergía). (2013). *Decreto 3004*. Recuperado el 24 de Octubre de 2019, de <https://www.minenergia.gov.co/documents/10180//23517//36239-Decreto-3004-26Dic2013.pdf>
- Ministerio de Minas y Energía (Minenergía). (2014). *Resolución 90341*. Recuperado el 24 de Octubre de 2019, de <https://www.minenergia.gov.co/documents/10180//23517//22632-11325.pdf>
- Montgomery, C. (2013). Fracturing Fluids. *SPE*, 12-23.doi: <http://dx.doi.org/10.5772/56192>
- Montgomery, C. T., & Smith, M. B. (2010). Hydraulic Fracturing, History of an enduring technology. *SPE*, 7.doi: <https://doi-org.usco.basesdedatosezproxy.com/10.2118/1210-0026-JPT>
- Morelli, L. M. (2019). Estrategia de la reactivación exploratoria convencional en Colombia. (pág. 11). Bogotá: ACP.
- Néquiz, M. F., & Robles, P. A. (2014). *Sistemas de terminación multietapas en un pozo del área de Chicontepec*. México: Universidad Nacional Autónoma de México.
- Pérez, R. A. (s.f.). *Optimización de los sistemas de perforación y terminación de pozos en yacimientos de shale gas*. Mexico.
- Pérez, W. A. (2014). *Los yacimientos no convencionales en Colombia: Una visión legal y regulatoria de su posible exploración y explotación comercial*. Buenos Aires, Argentina.
- Picon Bonilla, R. (2007). *Análisis y sistematización de experiencias en fracturamiento hidráulico, para identificar y recomendar las mejores prácticas operacionales en halliburton latín américa S.A.* (Tesis de pregrado). Universidad Surcolombiana, Neiva, Colombia.
- Portal del petróleo. (2019). *Equipamiento para ejecución de fractura hidráulica*. Recuperado de <http://portaldelpetroleo.com/2019/05/equipamiento-para-ejecucion-de-fractura.html>
- Portela, J. F., Higuera, J., Nieto, J., & Garay, R. (2017). Aplicación exitosa de fracturamiento hidráulico en un pozo de baja permeabilidad en el Piedemonte para incrementar la producción de hidrocarburos. *Acipet*, (pág 13).
- Rivera, L. E. (2015). *Apuntes de Recuperación Secundaria y Mejorada*. México.
- Suarez, M. F. (2019). Transición energética, realidad global y desafíos en Colombia. (pág. 8). Bogotá: ACP.
- Taylor, T. L. (2014). Demonstrating Social Responsibility in Water Management Decisions. *Unconventional Resources Techonology Conference (URTE)*, (pág. 2).
- Tipton, S. D. (2014). Mid-Continent Water Management for Stimulation Operations. *Hydraulic Fracturing Technology Conference* (pág. 1). SPE. doi: <https://doi-org.usco.basesdedatosezproxy.com/10.2118/168593-MS>

- Todd, B. M., Kuykendall, D. C., & Hinton, J. (2015). Hydraulic fracturing-safe enviromentally responsible energy development. *SPE*, 12. doi: <https://doi-org.usco.basesdedatosezproxy.com/10.2118/173515-MS>
- Trombetta, J. C. (2012). *El Agua en la Explotación de Yacimientos No Convencionales*. Neuquén: Petrotecnia.
- Universidad Nacional de Colombia (UN). (2019). *Hidraulic Fracturing Considerations: Insigts fron analogue models, and its viability in Colombia*. *Ciencias de la tierra*, (pág 12).
- Usuga, L., López, A., & Bustamante, M. (2015). *Estudio de la hidrofobicidad de la caolinita de La Unión, Antioquia*. *TecnoLógicas*, (pág 71-81).
- Yang Zhao, F. S. (2018). *Study on Dynamic Characteristics of Microbial Enhanced Oil Recovery*. IOP Publishing.
- Yunapanta, J. L. (2011). *Modelación y simulación de un sistema centralizado de bombeo hidráulico tipo jet de un campo petrolero*. Quito.