

**ANÁLISIS DE EXPERIENCIAS DE CONTAMINACIÓN CON FLUIDOS DE  
FRACTURAMIENTO EN OPERACIONES DE YACIMIENTOS NO  
CONVENCIONALES EN ESTADOS UNIDOS**

**MARÍA DEL MAR PRIETO MANOSALVA  
OMAR FERNANDO QUIÑONEZ BOLÍVAR**

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

**2017**

**ANÁLISIS DE EXPERIENCIAS DE CONTAMINACIÓN CON FLUIDOS DE  
FRACTURAMIENTO EN OPERACIONES DE YACIMIENTOS NO  
CONVENCIONALES EN ESTADOS UNIDOS**

**MARÍA DEL MAR PRIETO MANOSALVA  
OMAR FERNANDO QUIÑONEZ BOLÍVAR**

**Proyecto de grado presentado como requisito para optar al título de  
Ingeniero de Petróleos**

**Director  
HARVING DÍAZ CONSUEGRA  
Ingeniero de Petróleos**

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

**2017**

## DEDICATORIA

*A Dios por ser mi fortaleza, por permitirme despertar cada día y enfrentarlo de la mejor manera, por regalarme sabiduría e inteligencia para tomar las decisiones.*

*A mis padres, mi fuente de inspiración, Ernesto Prieto y Carmen Manosalva, por ser día a día esa voz de aliento y por brindarme su apoyo incondicional, por el esfuerzo hecho para regalarme esta gran oportunidad de formarme y educarme. Los Amo.*

*A mis hermanos Camilo y Fernando, por estar conmigo en este sueño emprendido y por siempre contar con su apoyo.*

*A mi ángel protector, mi Abuela Dilubina (Q.E.P.D.), por todas las enseñanzas brindadas en vida, por guiar y cuidar de mí aun cuando no está en esta vida, su amor siempre me ha abrazado.*

*Al grupo de música y danzas afrocolombianas Macondo de la UIS, por permitir y hacer de mi paso por la universidad algo diferente, por ser mi espacio de desahogo y liberación de cargas académicas, por dejarme conocer otras personas, costumbres y por dejarme formar parte de esa gran familia. Mil gracias.*

*A los grandes amigos que me regaló este recorrido porque luchamos, compartimos y aventuramos sueños que poco a poco se nos han ido materializando. Los quiero mucho.*

*A todas las personas que de alguna manera contribuyeron para que se hiciera realidad este gran sueño, infinitas gracias.*

**María del Mar Prieto Manosalva**

## DEDICATORIA

*Más que una dedicatoria, es un alto en este camino para agradecer infinitamente a Dios, por la vida, la sabiduría y el amor, que mediante sus bendiciones e instrumentos terrenales han llegado a ser aquella fuente de inspiración, entrega, trabajo, sacrificio, esfuerzo, dedicación y regocijo.*

*Gratamente quiero hacer mención de aquellos que siempre han estado aquí para apoyarme, alentarme, y recordar el papel de cada día, del porque estoy ocupando este espacio, del porqué debo ser útil y no importante, del por qué debo ser feliz.*

*Este logro especialmente está dedicado a la gran señora de señoras, a mi tía Edel Mary Quiñonez Beltrán, más que mi tía, mi madre, mi amiga, mi consejera, mi confidente.*

*A mi señora Madre-Abuela Graciela Beltrán Mendoza y Padre-Abuelo Fernando Quiñonez Rodríguez, a ellos que con su cariño, esfuerzo, dedicación y amor lograron moldear y contribuir en la formación íntegra de lo que hoy he logrado ser.*

*A mi papá Omar Quiñonez Beltrán, ejemplo y modelo de padre a seguir. A mis primas-hermanas, Aseneth y Jeshar, fuentes de consejos y voces de aliento, personas que te apaciguan el alma. Al único e inconfundible, a mi primo, sobrino, ahijado, Samuel, esto también es por ti pequeño gigante. A ustedes pupilos Brayan & Johan, dos voces de alegría. A ustedes familia.*

*A ti Laura Monsalve, fuente natural de mi inspiración, gracias por llegar justo en el momento indicado.*

*A ustedes fantásticos, Lucerito, Luisk, Sergio, amistades, colegas, compañeros, conocidos y a usted lector gracias por consultar y leer este libro.*

*A María del Mar Prieto Manosalva, colega y compañera, gracias por su cooperación, paciencia, y comprensión en este trabajo investigativo.*

*A cada persona, animal y cosa que contribuyó en la realización de este trabajo.*

*Omar Fernando Quiñonez Bolívar*

## **AGRADECIMIENTOS**

Al ingeniero Harving Díaz Consuegra, director de este proyecto de grado, por el acompañamiento y compromiso durante el desarrollo de este trabajo; por el tiempo dedicado, por sus recomendaciones, pero sobre todo por los consejos y apoyo incondicional que siempre nos brindó.

Al ingeniero Ferney Mauricio Calderón, coordinador de la base de datos de la biblioteca de la universidad, por haber facilitado el acceso a la información tenida en cuenta durante el desarrollo de la investigación.

A la Universidad Industrial de Santander, porque en función de su misión y visión nos brindaron una formación integral, un crecimiento personal y profesional.

A cada una de las personas que contribuyeron de alguna u otra forma en el desarrollo del presente trabajo realizado.

## CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN .....	18
1. GENERALIDADES .....	20
1.1 YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.....	20
1.1.1 Tipos de yacimientos no convencionales explotados mediante fracturamiento hidráulico .....	22
1.1.2 Shale gas y shale oil .....	23
1.2 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO .....	24
1.2.1 Fluido de fracturamiento .....	27
1.3 NORMATIVIDAD COLOMBIANA PARA YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES .....	30
2. EXPERIENCIAS DE CASOS DE CONTAMINACIÓN CON FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO EN ESTADOS UNIDOS.....	32
2.1 METODOLOGÍA .....	32
2.1.1 Compilación de la información .....	34
2.1.2 Análisis de la información .....	35
2.1.3 Criterios de exclusión en la selección de los casos de contaminación .....	36
2.2 CASOS DE ESTUDIOS DE CONTAMINACIÓN CON FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO .....	37
2.2.1 Caso 1: Clearfield County, Pensilvania - Estallido en pozo de gas .....	37
2.2.2 Caso 2: Dimock, Pensilvania – Daño en las conexiones de la tubería .....	41
2.2.3 Caso 3: Killdeer, Condado de Cunn, Norte de Dakota - Estallido de Pozo...43	
2.2.4 Caso 4: Bradford County, Pensilvania - Derrame de fluido de fracturamiento .. .....	46

2.2.5 Caso 5: Hopewell, Township, Pensilvania - Derrame por falla en conexiones de tubería.....	47
2.2.6 Caso 6: Hopewell Township, Pensilvania – Derrame por desbordamiento de pozo .....	48
2.2.7 Caso 7. Garfield County, Colorado, infiltración de fluido de fractura.....	50
2.2.8 Caso 8: Washington County, Pensilvania, derrame de aguas residuales.....	51
2.2.9 Caso 9: Tioga County, Pensilvania, derrame de flowback .....	51
2.2.10 Caso 10: Jackson County, West Virginia, contaminación pozo de agua. ...	52
2.2.11 Caso 11: Washington County, Pensilvania, desbordamiento de una piscina de almacenamiento (pit) .....	54
2.2.12 Caso 12: Tioga County, Pensilvania, Estallido en pozo de gas .....	55
2.2.13 Caso 13: Bradford County, Pensilvania, descarga ilegal de flowback .....	55
2.2.14 Caso 14: Washington County, Pensilvania, incendio de una de las piscinas y tanque de almacenamiento de fluidos de fracturamiento.....	55
3. TIPIFICACIÓN Y ANÁLISIS DE CAUSAS .....	57
3.1 PREOCUPACIÓN AMBIENTAL ASOCIADA A FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO .....	57
3.2 AFECTACIÓN DE LOS RECURSOS: AGUA, SUELO Y AIRE.....	59
3.3 TIPIFICACIÓN DE LAS CAUSAS ENCONTRADAS QUE GENERARON LA CONTAMINACIÓN .....	60
3.3.1 Fallas en los equipos y accesorios .....	60
3.3.2 Fallas en los estados mecánicos de los pozos. ....	61
3.3.3 Fallas en las líneas de flujo o sistema de transporte .....	61
3.3.4 Fallas en sistemas de almacenamiento .....	62
3.3.5 Fallas humanas.....	62
3.4 ANÁLISIS DE CAUSAS .....	63
3.4.1 Análisis por fechas del suceso.....	65
3.4.2 Análisis por estado.....	65
3.4.3 Análisis por shale.....	68
3.4.4 Análisis de mecanismos de contaminación.....	68

3.4.5	Análisis por volumen derramado.....	70
3.4.6	Análisis por tipo de fluido derramado.....	71
3.4.7	Análisis del recurso afectado .....	72
3.4.8	Análisis del tipo de incidente.....	73
4.	ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE LA FORMACIÓN LA LUNA Y LOS SHALE MARCELLUS Y EAGLE FORD.....	74
4.1	POTENCIAL DE SHALE PLAYS EN COLOMBIA.....	76
4.1.1	Administración de bloques para yacimientos no convencionales .....	79
4.1.2	Formación La Luna .....	81
4.2	POTENCIAL DE SHALE PLAYS EN ESTADOS UNIDOS.....	84
4.2.1	Shale Marcellus .....	86
4.2.2	Eagle Ford .....	88
4.3	COMPARACIÓN SHALE PLAYS LA LUNA, MARCELLUS Y EAGLE FORD..	91
4.3.1	Análisis de las propiedades geológicas .....	92
4.3.2	Análisis de algunas propiedades geoquímicas .....	95
4.3.3	Análisis de algunas propiedades petrofísicas .....	95
5.	ANÁLISIS DE LOS CASOS DE CONTAMINACIÓN OCURRIDOS EN ESTADOS UNIDOS DENTRO DEL MARCO LEGAL DE COLOMBIA .....	97
5.1	RESOLUCIÓN 0421 DEL MINISTERIO DE MEDIO AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE, 20 MARZO DE 2014 .....	97
5.2	RESOLUCIÓN 90341 DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, 27 MARZO DE 2014.....	98
5.3	RESOLUCIÓN 0631 DEL MINISTERIO DE MEDIO AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE, 17 DE MARZO DE 2015 .....	101
5.4	ANÁLISIS DE LOS CASOS DE CONTAMINACIÓN EN EL MARCO LEGAL COLOMBIANO.....	101
6.	CONCLUSIONES .....	104
7.	RECOMENDACIONES.....	106
	BIBLIOGRAFÍA.....	108
	ANEXOS.....	115

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Yacimiento convencional vs yacimiento no convencional.....	20
Figura 2. Hidrocarburos convencionales y no convencionales .....	22
Figura 3. Tipos de yacimientos no convencionales explotados mediante Fracturamiento Hidráulico.....	23
Figura 4. Representación esquemática del proceso de fracturación hidráulica .....	25
Figura 5. Mecanismos o vías de contaminación de cuerpos de agua.....	57
Figura 6. Potencial de hidrocarburos no convencionales en Colombia.....	77
Figura 7. Propiedades del shale gas en Colombia.....	78
Figura 8. Columna estratigráfica de las cuencas Catatumbo, Llanos y Valle Medio del Magdalena .....	79
Figura 9. Mapa de los bloques adjudicados para yacimientos no convencionales	81
Figura 10. Área prospectiva y de exploración de shale en la cuenca del Valle Medio Magdalena (VMM).....	82
Figura 11. Shale plays representativos de los Estados Unidos .....	85
Figura 12. Producción de shale gas de Estados Unidos.....	86
Figura 13. Columna estratigráfica del shale Marcellus (Oeste de Pensilvania- Devónico Medio).....	87
Figura 14. Ventana de hidrocarburos Shale Eagle Ford .....	89
Figura 15. Columna estratigráfica del shale Eagle Ford .....	90

## LISTA DE GRÁFICAS

	<b>Pág.</b>
Gráfica 1. Análisis de casos por fecha.....	65
Gráfica 2. Análisis de casos por estados .....	66
Gráfica 3. Análisis de casos por condados de Pensilvania.....	67
Gráfica 4. Análisis de casos por shale plays afectados .....	68
Gráfica 5. Análisis de casos por mecanismos de contaminación.....	69
Gráfica 6. Análisis de casos por volumen derramado .....	70
Gráfica 7. Análisis de casos por tipo de fluido derramado .....	71
Gráfica 8. Análisis de casos por recurso afectado .....	72
Gráfica 9. Análisis de casos por el tipo de incidente.....	73

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Aditivos comúnmente usados en la formulación del fluido de fractura.....	28
Tabla 2. Subsistema del fluido de fracturamiento .....	29
Tabla 3. Normatividad en Colombia para yacimientos no convencionales .....	31
Tabla 4. Mecanismos de contaminación y sus respectivas causas .....	58
Tabla 5. Elementos de la data de los casos de contaminación registrados.....	64
Tabla 6. Caracterización de los yacimientos tipo shale .....	75
Tabla 7. Bloques adjudicados para yacimientos no convencionales .....	80
Tabla 8. Propiedades geológicas, geoquímicas y petrofísicas de la formación la Luna y los shale Marcellus y Eagle Ford .....	92
Tabla 9. Incidentes y casos de contaminación .....	102
Tabla 10. Análisis de casos con la normativa legal colombiana .....	103

## LISTA DE ANEXOS

	<b>Pág.</b>
ANEXO A. Referencias de la tabla 8 .....	115

## RESUMEN

**TÍTULO:** ANÁLISIS DE EXPERIENCIAS DE CONTAMINACIÓN CON FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO EN OPERACIONES DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES EN ESTADOS UNIDOS\*

**AUTORES:** MARIA DEL MAR PRIETO MANOSALVA\*\*  
OMAR FERNANDO QUIÑONEZ BOLÍVAR

**PALABRAS CLAVE:** Yacimientos No Convencionales, Fracturamiento Hidráulico, Fluidos de Fracturamiento, Flowback.

### **DESCRIPCIÓN:**

Los yacimientos no convencionales de hidrocarburos se caracterizan por ser rocas con permeabilidades muy bajas en las cuales el fluido no ha migrado, es decir, permanece aún en la roca generadora. El fracturamiento hidráulico es una de las técnicas con la cual se desarrollan este tipo de yacimientos. Su aplicación genera preocupaciones ambientales, específicamente en la contaminación de aguas superficiales y subterráneas, contaminación del aire, suelo y subsuelo, mediante diferentes mecanismos, los cuales pueden generar impactos significativos al medio ambiente.

En este trabajo se desarrolló una búsqueda de información técnica y científica de casos de contaminación asociados a fluidos de fracturamiento ocurridos en Estados Unidos. Esto para realizar un análisis de causas y un análisis de los casos dentro del marco legal colombiano. Debido al gran compendio de información obtenida, se aplicó una serie de filtros para la obtención de la información debidamente soportada. Todo este proceso permitió obtener catorce casos de contaminación con fluidos de fracturamiento, los cuales fueron investigados y estudiados por entes gubernamentales y por las empresas operadoras de los pozos en donde se presentaron los hechos. Con la mayor cantidad de información disponible se decidió crear una data para un mejor procesamiento; en ella se registró información común entre los casos.

En ninguno de los casos consultados en la revisión bibliográfica se reportaron casos de contaminación atribuidos a la migración de fluidos de fracturamiento a través de fallas, fisuras, fracturas o cualquier otro tipo de camino preferencial geológico. Todos los episodios de contaminación tienen origen en fallas humanas, fallas en los equipos o estructuras o fallas en procesos, todos controlables en gran medida por la operación. La normatividad colombiana contempla medidas específicas que evitarían o minimizarían la probabilidad de que se generara el evento de contaminación en al menos el 67% de los casos.

---

\* Tesis de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Harving Díaz Consuegra, Ingeniero de Petróleos

## ABSTRACT

**TITLE:** CONTAMINATION EXPERIENCE ANALYSES WITH FRACKING FLUIDS IN UNCONVENTIONAL RESERVOIR OPERATIONS IN THE US\*

**AUTHORS:** MARIA DEL MAR PRIETO MANOSALVA\*\*  
OMAR FERNANDO QUIÑONEZ BOLIVAR

**KEYWORDS:** Unconventional Reservoirs, Hydraulic Fracturing, Fracking Fluids, Flowback.

### DESCRIPTION

Unconventional reservoirs are characterized by rocks with very low permeability to which fluid has not migrated, that is, remains in its generative rock. Hydraulic fracturing is one of the techniques that develop these kinds of deposits. Their application generates environmental concerns, specifically about superficial and subterranean water contamination, air pollution, soil and subsoil, through different mechanisms, which can generate significant impacts to the environment.

This work developed a technical and scientific search of contamination cases associated to fracking fluids that occurred in the United States. All this in order to carry out an analysis of causes and cases within the Colombian legal framework. Due to the large body of work obtained, a series of filters were applied to obtain properly supported information. The whole process allowed obtaining fourteen such cases, which were investigated and studied by governmental entities and by operative enterprises of reservoirs where the events took place. With the greatest info quantity available, a data was created for better processing; this registered common info pieces among cases.

In none of consulted cases from the bibliographical review were contamination cases attributed to fracturing fluid migrations throughout faults, fissures, fractures or any other type of preferential geological path. All contamination episodes originate by human failures, process errors or structure/equipment malfunctions, all controllable in a great extent by operation. Colombian regulations contemplate specific measures that would prevent or minimize the probability of generating contamination events at least in 67% of cases.

---

\* Bachelor Thesis

\*\* Faculty of Physicochemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: Harving Díaz Consuegra, Petroleum Engineer.

## INTRODUCCIÓN

El incremento de las reservas de hidrocarburo para el abastecimiento energético tanto regional como nacional en pro del continuo crecimiento económico y social, en la actualidad ha incentivado a que la industria de los hidrocarburos fije parte de su visión en la exploración y explotación de los yacimientos no convencionales, los cuales son explotados mediante la perforación horizontal y el fracturamiento hidráulico. Esta última es una técnica que ha generado gran preocupación en el territorio nacional debido a los posibles impactos socioambientales que pudieran producirse<sup>1</sup>; impactos que repercuten al medio ambiente desde la contaminación de cuerpos de aguas superficiales y subterráneos, contaminación de suelos, contaminación atmosférica, graves daños a la salud, entre otros.

En Colombia actualmente existe una gran cantidad de preocupaciones en torno a la exploración y explotación de yacimientos no convencionales, ya que el país no cuenta con estudios de línea base que ofrezca el 100% del conocimiento sobre la hidrogeología, neotectónica, tectónica activa, geología detallada a nivel local, identificación y caracterización de ecosistemas de las áreas a ser intervenidas<sup>2</sup>. Sin embargo, el estado colombiano ha adjudicado contratos con el objetivo de explotar este tipo de yacimientos haciendo provecho de las normas y leyes establecidas y que, según algunos expertos, presentan vacíos técnicos y jurídicos<sup>3</sup>, dejando en evidencia que nuestro país aún requiere de estudios e investigaciones científicas mucho más profundas y contundentes para el óptimo aprovechamiento de este tipo de recursos.

---

<sup>1</sup> ARROYO, Andrés., PERDRIEL, Andrea. Gobernanza del Gas Natural No Convencional para el Desarrollo Sostenible de América Latina y el Caribe. Experiencias generales y tendencias en la Argentina, el Brasil, Colombia y México. Ministerio de Asuntos Exteriores de Noruega. Santiago de Chile, 2014.

<sup>2</sup> BORBÓN, C. Identificación de los posibles impactos ambientales por el fracturamiento hidráulico (Fracking) de yacimientos no convencionales. Especialización en planeación ambiental y manejo integral de los recursos naturales. Universidad Militar Nueva Granada. Bogotá D.C, 2015

<sup>3</sup> LEMOS GONZALES, María del Rosario., PEDRAZA, Mónica. La autorización del Fracking en Colombia, ¿una decisión apresurada? Revista de Derecho Público. 2015

Con el desarrollo de yacimientos no convencionales el país podría aumentar las reservas de hidrocarburos nacionales. Colombia podría encontrar entre 5.000 millones y 8.000 millones de barriles en nuevas reservas y 60 Tera pies cúbicos de gas. Estas cifras significarían extender la autosuficiencia para un período entre 25 y 40 años, así lo señaló Julio Cesar Vera, presidente de la Asociación Colombiana de Ingenieros de Petróleos (Acipet) del presente año. Además, según el dirigente gremial, la explotación de este tipo de recursos llevaría al país a aumentar el nivel de regalías y fortalecer la situación fiscal por la vía de mayor recaudo de impuesto de renta<sup>4</sup>.

---

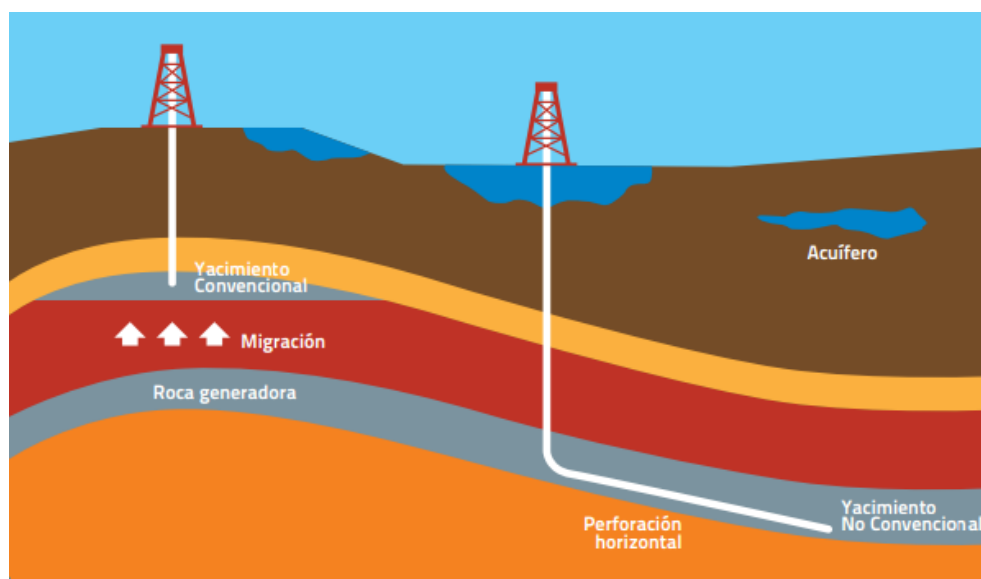
<sup>4</sup> REVISTA DINERO. Fracking en Colombia: ¿al agua patos? Mayo 2017. [En Línea]. Disponible en: <http://www.dinero.com/economia/articulo/el-fracking-en-el-sector-petrolero-de-colombia/245473>.

## 1. GENERALIDADES

### 1.1 YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Los yacimientos no convencionales son formaciones de roca muy poco permeables, en la cual los fluidos contenidos no han migrado y permanecen aún en la misma roca generadora debido al valor tan bajo de permeabilidad, o dado el caso tratándose de fluidos altamente viscosos. Por ende, este tipo de yacimientos son desarrollados mediante técnicas como la perforación horizontal y la estimulación hidráulica, la cual permite realizar micro fracturas en la roca para liberar los hidrocarburos contenidos en él<sup>5</sup>.

**Figura 1. Yacimiento convencional vs yacimiento no convencional**



Fuente: ASOCIACIÓN COLOMBIANA DE PETRÓLEO. Los yacimientos no convencionales y su importancia para Colombia. Volumen 3, p. 5, Bogotá, mayo 2014.

<sup>5</sup> ASOCIACIÓN COLOMBIANA DEL PETRÓLEO. Los Yacimientos No Convencionales y su Importancia para Colombia. Bogotá D.C., Mayo de 2014.

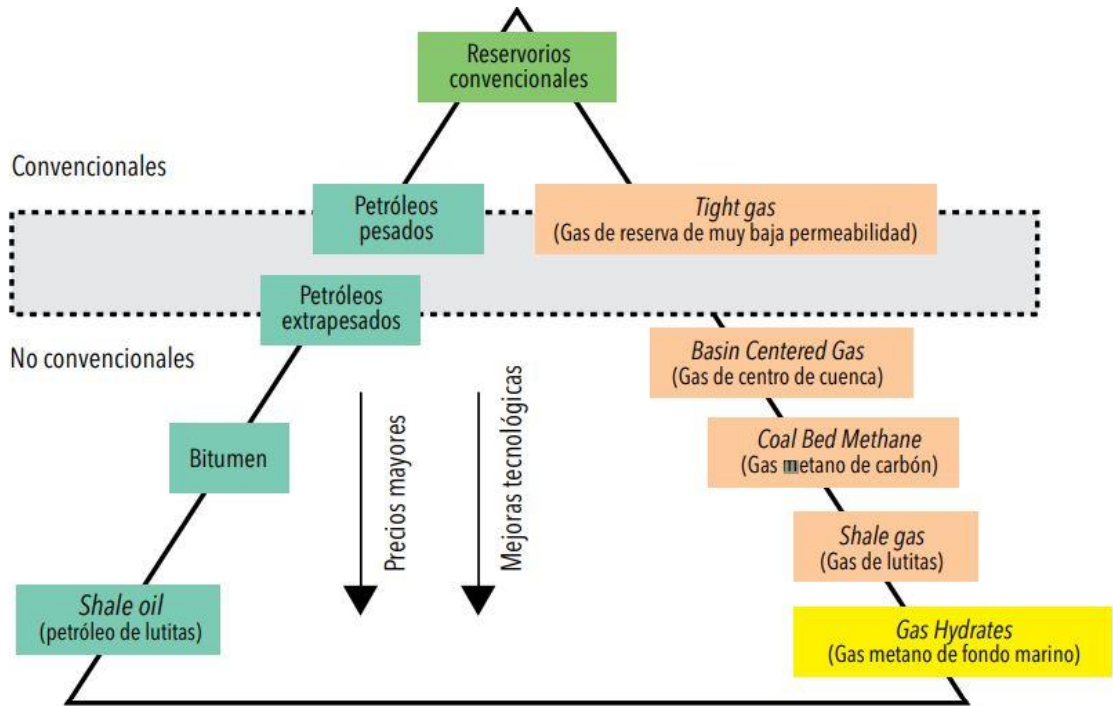
Los yacimientos convencionales, a diferencia de los no convencionales, como se aprecia en la figura 1, comprenden una serie de elementos que se tienen que encontrar en una línea de tiempo, tales como la roca madre, roca reservorio o almacén, roca sello, la columna de roca (la cual ejerce presión sobre el sistema), una trampa geológica y procesos que comprenden la generación, migración, entrapamiento y acumulación local de hidrocarburos. Si falta alguno de estos elementos debemos hablar de un yacimiento no convencional, el cual debe ser estudiado y explotado con técnicas diferentes a las utilizadas en los sistemas convencionales y no necesariamente son inviables económicamente<sup>6</sup>.

Por otra parte, la figura 2 muestra los yacimientos convencionales comparados con los yacimientos no convencionales. Estos últimos requieren de la aplicación de métodos y mejoras tecnológicas, las cuales involucran mayores costos, pero a su vez los volúmenes de hidrocarburos explotados son mayores hacia la base de la pirámide debido a su gran extensión, aunque de menor calidad. Las líneas punteadas demarcan lo actualmente considerado como transicional entre los dos tipos de yacimientos.

---

<sup>6</sup> GALLEGOS, Ernesto. ¿Qué son los yacimientos No convencionales? Independencia Energética. YPF [En Línea]. Disponible en: <http://www.ypf.com/energiaypf/Novedades/Paginas/Que-son-los-yacimientos-no-convencionales.aspx>.

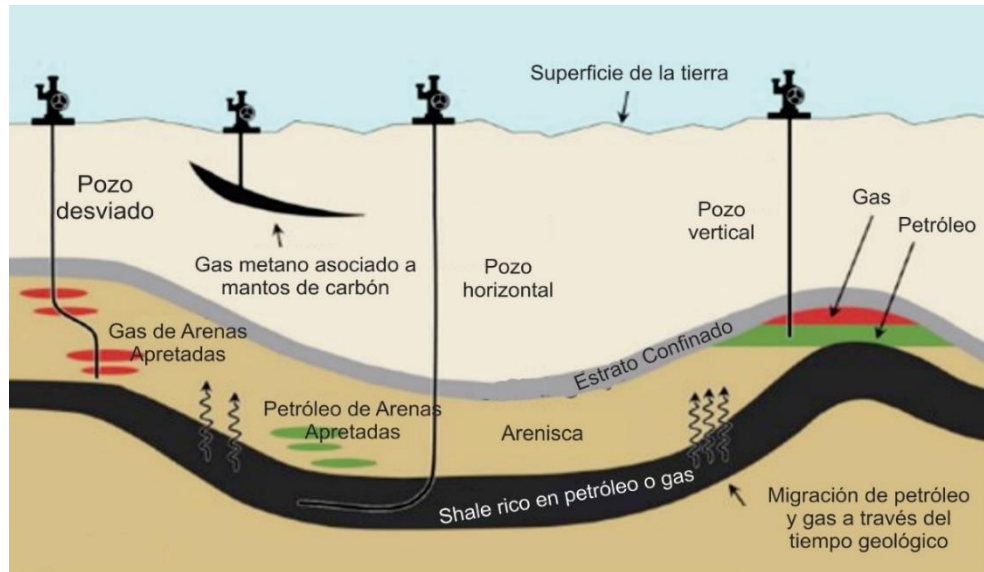
**Figura 2. Hidrocarburos convencionales y no convencionales**



Fuente: ASOCIACIÓN ARGENTINA DE GEÓLOGOS Y GEOFÍSICOS DEL PETRÓLEO. Hidrocarburos convencionales y no convencionales. Volumen 23, número 134, agosto - septiembre 2013.

**1.1.1 Tipos de yacimientos no convencionales explotados mediante fracturamiento hidráulico.** Existen diferentes tipos de yacimientos no convencionales, dentro de los cuales se tienen: Petróleo asociado a lutitas (Shale Oil), gas asociado a lutitas (Shale Gas), petróleo y gas de formaciones de baja permeabilidad (Tight Oil) – (Tight Gas), y gas metano asociado a mantos de carbón (CBM- Coal Bed Methane). La figura 3 ilustra este tipo de yacimientos:

**Figura 3. Tipos de yacimientos no convencionales explotados mediante Fracturamiento Hidráulico**



Fuente: Modificado de EPA Report 2016. Hydraulic Fracturing for Oil and Gas: Impacts from the Hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resources in the United States. 2016

**1.1.2 Shale gas y shale oil.** El shale es una roca sedimentaria de grano fino, rica en materia orgánica, más comúnmente conocida como lutita, capaz de producir hidrocarburos en forma comercial al ser estimulada mediante fracturas hidráulicas. En estos yacimientos la roca generadora de muy baja permeabilidad, contenedora de gas o petróleo, actúa a su vez como roca reservorio y sello. No se aplica en este caso los conceptos tradicionales de entrapamiento<sup>7</sup>. Para el shale gas, el hidrocarburo se encuentra de tres maneras: como gas libre en los poros, como gas adsorbido (es decir, no está fijo en los granos minerales y fundamentalmente en la materia orgánica [querógeno y/o bitumen] que contiene la roca) y como gas disuelto en la materia orgánica contenida en la roca<sup>8</sup>.

<sup>7</sup> ASOCIACIÓN ARGENTINA DE GEÓLOGOS Y GEOFÍSICOS DEL PETRÓLEO. Hidrocarburos convencionales y no convencionales. Volumen 23, número 134, agosto- septiembre 2013.

<sup>8</sup> INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO. El fascinante mundo de los yacimientos no convencionales y la protección al ambiente. México, 2016

**1.1.2.1 Tight oil y tight gas:** Generalmente se conocen como formaciones “apretadas”. Son tipos de rocas tales como areniscas, limos o rocas carbonatadas, contenedoras de petróleo y gas, las cuales debido a su permeabilidad relativamente baja entre 0,1 y 1 milidarcy (mD) y el hecho de que los hidrocarburos están contenidos en estrechos espacios porosos mal interconectados, han requerido el uso de trabajos de fracturación hidráulica para facilitar el flujo de los hidrocarburos hacia el pozo<sup>9</sup>.

**1.1.2.2 Coal Bed Methane:** El gas asociado a mantos de carbón representa el gas producido de los mantos de carbón. El gas generado por la maduración térmica del carbón es almacenado en la matriz de la roca (carbón) como gas adsorbido. Asimismo, el carbón cumple la función tanto de roca generadora como roca almacén; la presión hidráulica le permite estar en este estado<sup>10</sup>. Se utilizan una gama de técnicas para extraer el metano de las capas de carbón, incluida la estimulación hidráulica.

## 1.2 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Es una técnica originaria de Estados Unidos la cual ha sido implementada desde 1940 con el fin de inyectar volúmenes definidos de fluido de fracturamiento a altas tasas y presiones de bombeo en la zona prospectiva de hidrocarburos. Dicha técnica permite crear artificialmente microfracturas (de un grosor menor a una hebra de cabello) aumentando la conectividad entre los espacios porosos y así mejorar la permeabilidad de la roca fracturada, permitiendo la liberación y aumento del flujo del crudo o gas a través de la formación. Las fracturas pueden extenderse

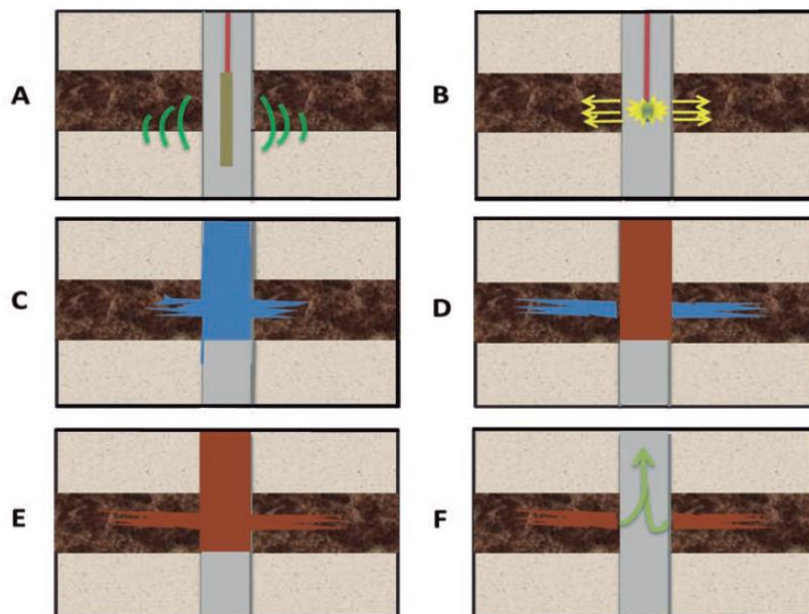
---

<sup>9</sup> ASOCIACIÓN ARGENTINA DE GEÓLOGOS Y GEOFÍSICOS DEL PETRÓLEO. Óp. Cit.

<sup>10</sup> FRAGOSO AMAYA, Alfonso Rafael. Estudio comparativo del comportamiento de producción de un yacimiento de gas asociado a mantos de carbón bajo diferentes configuraciones de pozo. Tesis de Grado. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2011.

tanto vertical como horizontalmente hasta 2.500 pies, o un poco menos de media milla<sup>11</sup>. Para evitar el cierre de la fractura, se usan agentes de soporte como arena o sólidos sintéticos de alta resistencia a la compresión denominado como material propante<sup>12</sup>. En la vida del pozo este proceso ocurre una sola vez, máximo durante 30 días.

**Figura 4. Representación esquemática del proceso de fracturación hidráulica**



Fuente: ÁLVAREZ PELEGRY, Eloy., SUÁREZ DIEZ, Claudia. Gas no convencional: Shale gas, aspectos estratégicos, técnicos, medioambientales y regulatorios. Instituto Vasco de Competitividad, 2016.

El proceso de fracturamiento hidráulico múltiple se ilustra en la figura 4. En primer lugar, la interpretación de la imagen parte del registro eléctrico (logging) realizado al revestimiento del pozo para asegurarse de que la cementación fue óptima (A).

<sup>11</sup> FISHER, Marc Kevin, et al. Integrating Fracture Mapping Technologies to Improve Stimulations in the Barnett Shale. Society of Petroleum Engineers. Mayo 2005.

<sup>12</sup> LUNA, Carlos. Manejo del agua en un fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales de lutitas. Tesis de grado. Ciudad de México: Universidad Nacional Autónoma de México, 2014.

En segundo lugar, las cargas del cañón de perforación atraviesan la tubería de revestimiento, del cemento y entran en la formación, permitiendo el contacto entre la zona de interés y el pozo (B). Una etapa típica se puede tener alrededor de 318 pies de longitud<sup>13</sup>. Los dibujos C y D ilustran la introducción del fluido de fractura (azul) a alta presión, la cual genera el rompimiento (fracturas) de la formación a través de las perforaciones efectuadas en el revestimiento del pozo. Seguidamente es inyectado el material propante necesario para mantener abiertas las fracturas inducidas (E). Una vez terminada la inyección, parte del fluido de fracturamiento retorna al pozo hasta llegar a superficie (flecha verde), este fluido de retorno ahora se denomina flowback (F). Toda esta secuencia permite la liberación y flujo de los hidrocarburos contenidos en el “sweet spot” o punto dulce, aprovechando las vías de comunicación generadas mediante el fracturamiento.

La aplicabilidad de la fractura hidráulica comprende tanto pozos perforados en yacimientos convencionales como no convencionales. Este proceso evita el daño a la formación en cercanías a la cara del pozo, establece una mejor conectividad entre el yacimiento y el pozo para llegar a áreas con mayor presión de poro, logra mayor extensión lateral de las fracturas a lo largo de un azimut diferente, lleva la producción a regímenes más altos y al aumento de reservas<sup>14</sup>.

---

<sup>13</sup> ÁLVAREZ PELEGRY, Eloy., SUÁREZ DIEZ, Claudia. Gas no convencional: Shale gas, aspectos estratégicos, técnicos, medioambientales y regulatorios. Instituto Vasco de Competitividad, 2016.

<sup>14</sup> ATUESTA RODRÍGUEZ, Luis Eduardo., NOVA GÓMEZ, Cristian Joaquín Análisis de los fluidos de fracturamiento y propantes usados en Yacimientos No Convencionales. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. 2016

**1.2.1 Fluido de fracturamiento.** Los fluidos de fracturamiento permiten crear y extender las fracturas con ayuda de la energía proporcionada por bombas; sirve como transporte del material propante el cual representa entre 4-8% de la composición media del fluido, junto con un 0,5-1% de aditivos químicos. Lo restante entre un 91-96% conformado por el fluido base, generalmente es el agua, debido a su bajo costo y fuente de disposición<sup>15</sup>.

Los fluidos fracturantes pueden ser fluidos base agua, base aceite, fluidos espumosos, fluidos emulsionados y fluidos ácidos; asimismo la composición de este tipo de fluidos no es constante, se adaptan a las características de la formación, tamaño del fracturamiento, número de etapas y la formulación específica de cada compañía. Tanto las propiedades del fluido, las propiedades petrofísicas, los costos, la disponibilidad del material y el tipo del material propante, depende la selección y composición del fluido de fracturamiento.

Existen diversos tipos de aditivos utilizados en la formulación de los fluidos de fracturamiento hidráulico. En la tabla 1 se presentan los componentes más comúnmente utilizados en el proceso, el efecto que generan y su propósito. Estos, a su vez, varían dependiendo de las formaciones hidrocarburíferas a tratar y, en algunos casos, se han encontrado entre 600 y 900 productos químicos diferentes<sup>16</sup>.

---

<sup>15</sup> ASOCIACIÓN REGIONAL DE EMPRESAS DEL SECTOR PETRÓLEO, GAS Y BIOCMBUSTIBLES EN LATINOAMÉRICA Y EL CARIBE. Oportunidades para el desarrollo de petróleo y gas no convencional en América Latina y el Caribe. Montevideo, 2016.

<sup>16</sup> BERTINAT, Pablo, et al. 20 mitos y realidades del Fracking. Colección Chico Mendes. El colectivo, Buenos Aires, 2014.

**Tabla 1. Aditivos comúnmente usados en la formulación del fluido de fractura**

ADITIVO	PROPÓSITO
Ácido	Ayuda a disolver minerales y contribuye en la apertura de las grietas en la roca.
Inhibidor de corrosión	Protege el casing o revestimiento de la corrosión.
Biocida	Elimina las bacterias presentes en el agua, las cuales pueden ocasionar corrosión.
Fluido portador base (Agua)	Crea la geometría de la fractura y mantiene suspendido el material propante.
Rompedor	Permite una degradación retardada de los geles cuando es requerida o necesaria.
Controlador / Estabilizador de arcillas	Estabilizar la arcilla de manera temporal o permanente, evitando el hinchamiento de arcillas en la estructura del shale.
Reticulante	Mantiene la viscosidad a medida que aumenta la temperatura.
Reductor de fricción	Reduce los efectos de fricción sobre el agua base en la tubería.
Gelificante	Espesa el agua con el fin de suspender el apuntalante.
Controlador de Hierro	Agente quelante de hierro que ayuda a prevenir la precipitación de óxidos metálicos.
Desemulsificante	Usado para romper o separar las emulsiones (mezcla de aceite/agua).
Agente ajustador de pH/Buffer	Mantiene la eficiencia de otros aditivos tales como los reticulantes, regula el pH y evita la hidratación de los polímeros.
Agente propante	Mantiene las fracturas abiertas permitiendo la producción de hidrocarburos.
Inhibidor de escamas	Previene las escamas en la tubería y en la formación.
Surfactante	Reduce la tensión superficial del fluido de tratamiento en la formación y ayuda a mejorar la recuperación del fluido desde el pozo una vez la fractura es completada.
Polímero	Aumenta la viscosidad del fluido base para convertirlo en un gel lineal y ayuda a reducir la fricción.

Fuente: Modificado de Why Chemicals are Used. Disponible en: <https://fracfocus.org/chemical-use/why-chemicals-are-used>.

**1.2.1.1 Subsistema del fluido de fracturamiento:** Comienza desde la adquisición del fluido base en superficie (agua), continúa con la mezcla del material propante, los químicos y el agua; seguidamente el proceso de inyección al pozo; luego el manejo del agua producida y, por último, el óptimo y adecuado manejo que tendrá el fluido de fracturamiento (flowback), el cual retorna una vez se haya efectuado la estimulación hidráulica.

**Tabla 2. Subsistema del fluido de fracturamiento**

PROCESO	DESCRIPCIÓN
Adquisición del agua	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ 1,5 millones de galones<sup>17</sup> (aproximadamente 35.715 barriles) es el volumen promedio de agua utilizada por pozo para fracturamiento hidráulico entre enero 2011 y febrero 2013 en Estados Unidos.</li> <li>▪ La obtención de volúmenes de agua se realiza a partir de cuerpos de aguas superficiales y subterráneas.</li> </ul>
Mezcla del fluido base (agua) con el material propante y químicos	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ El agua, el apuntalante y los aditivos químicos se mezclan entre sí y se bombean al “manifold” o colector múltiple, donde las bombas de alta presión transportan el fluido al cabezal de fractura.</li> <li>▪ Los aditivos y el apuntalante se pueden mezclar con agua en diferentes momentos y en diferentes cantidades durante el fracturamiento hidráulico. Por lo tanto, la composición de los fluidos puede variar durante el proceso de fracturamiento hidráulico.</li> </ul>
Proceso de inyección al pozo	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ La inyección y el movimiento de los fluidos de fracturamiento hidráulico se realiza a través del pozo productor de petróleo o gas y a través de la formación de roca objetivo.</li> </ul>
Manejo del agua producida y fluidos de retorno (flowback)	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Recolección y manejo <i>in situ</i> de los fluidos que regresan a la superficie después de la fracturación hidráulica para su posterior transporte y disposición, ya sea desechándola o reutilizándola.</li> </ul>

<sup>17</sup> ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. Hydraulic Fracturing for Oil and Gas: Impacts from the Hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resources in the United States. Diciembre 2016

PROCESO	DESCRIPCIÓN
	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ El “flowback” suele ser almacenado en piscinas de acumulación (pits) o tanques antes de su tratamiento, aprovechamiento o eliminación*</li> </ul>
Disposición y reutilización de las aguas residuales	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Inyección en pozos clase II (pozos utilizados para inyectar aguas residuales asociadas con la producción de petróleo y gas en el subsuelo).</li> <li>▪ Reutilización en otras operaciones de fracturamiento hidráulico.</li> <li>▪ Facilidades de tratamiento de aguas residuales para su posterior disposición o vertimiento en cuerpos de aguas superficiales*</li> <li>▪ Estanques de evaporación y pozos de percolación*.</li> </ul>

### 1.3 NORMATIVIDAD COLOMBIANA PARA YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

En Colombia existen entidades gubernamentales que regulan, lideran y evalúan la política nacional en materia de exploración y explotación de hidrocarburos, la conservación y el uso adecuado de los recursos naturales, las áreas asignadas a las compañías para la exploración y explotación de hidrocarburos y los conceptos técnicos para el otorgamiento de las licencias ambientales; tales funciones son desarrolladas por el Ministerio de Minas y Energía (MinMinas), el Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible (MinAmbiente), la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), respectivamente.

Dentro del marco normativo se contemplan los siguientes actos administrativos presentados en la tabla 3, los cuales son emitidos por los órganos gubernamentales encargados de crear normas para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales en el territorio colombiano.

---

\* El marco legal establecido para yacimientos no convencionales en Colombia, tanto el almacenamiento en piscinas como los vertimientos en aguas superficiales no están permitidos y así lo cita la resolución 421 del 2014.

**Tabla 3. Normatividad en Colombia para yacimientos no convencionales**

FECHA	EXPEDIDO	TIPO DE DOCUMENTACIÓN	DESCRIPCIÓN	ARTÍCULOS DE REFERENCIA
20 marzo de 2014	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible	Resolución No. 0421	Por la cual se adoptan los términos de referencia para la elaboración del estudio de Impacto Ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos y se toman otras determinaciones.	Los títulos del 1-7 contemplados en el anexo 3.
27 marzo de 2014	Ministerio de Minas y Energía	Resolución No.90341	Por la cual se deroga la Resolución No. 180742 de mayo de 2012 y por la cual se establecen los requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.	Se contempla el capítulo 2, especialmente el artículo 7, artículo 8, artículo 11, artículo 12, artículo 13, artículo 14, artículo 15, artículo 16, artículo 17, artículo 18.
17 marzo de 2015	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible	Resolución No.631	Por la cual se establecen los parámetros y los valores límites máximos permisibles en los vertimientos puntuales a cuerpos de aguas superficiales y a los sistemas de alcantarillado público y se dictan otras disposiciones	En el sector Actividades de Hidrocarburos, artículo 11, párrafo 2.

## 2. EXPERIENCIAS DE CASOS DE CONTAMINACIÓN CON FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO EN ESTADOS UNIDOS

### 2.1 METODOLOGÍA

De acuerdo con los objetivos trazados, se recurrió en primer lugar al Centro de Computo de la Biblioteca de la Universidad Industrial de Santander (UIS). Por medio de una suscripción electrónica se permitió acceder a bases de datos y encontrar libros, revistas, artículos, bibliotecas digitales y normas con el fin de obtener información técnico- científica relacionada con la investigación.

Las bases de datos permiten consultar libros, revistas, normas internacionales, aplicativos de software, videos y conferencias entre otros. Las bibliotecas digitales permiten la consulta de textos básicos de apoyo a las asignaturas de los diferentes programas académicos. El ingreso a las bases de datos se realizó mediante el acceso remoto, servicio que brinda la biblioteca a los estudiantes UIS para acceder desde cualquier lugar fuera del campus universitario.

Dentro de las bases de datos multidisciplinarias se decidió trabajar con:

- CRCnetBASE: ya que son libros electrónicos especializados en todas las áreas. Las publicaciones son hechas por editoriales CRC Press y Taylor & Francis<sup>18</sup>
- Science@Direct: posee un compendio de revistas electrónicas que cuentan con información científica de todas las áreas, son publicadas por Elsevier<sup>19</sup>.

---

<sup>18</sup> BIBLIOTECA UIS. Acceso remoto. Disponible en: [ezproxy.uis.edu.co:2048/menu](http://ezproxy.uis.edu.co:2048/menu)

<sup>19</sup> *Ibíd.*

- Scopus: es una herramienta de gran ayuda para estudios bibliométricos, posee una gran colección de información multidisciplinaria de referencia científica, técnica y médica<sup>20</sup>.
- Springer: una de las bases de datos más activas del mundo, posee un compendio amplio de revistas completas de alto impacto de igual manera posee un gran número de libros electrónicos de todas las áreas del conocimiento<sup>21</sup>.
- Web of Science: es una base de datos con gran cobertura que posee revistas de alto impacto, se tiene un acceso a la información científica internacional y son editadas por el Institute for Scientific Information (ISI)<sup>22</sup>.

Adicionalmente se realizaron búsquedas en la biblioteca virtual One Petro por medio de la suscripción de la Escuela de Ingeniería de Petróleos UIS, de igual forma se utilizó Google Académico; realizando con todos estos una búsqueda detallada haciendo uso de un listado de palabras claves sujetas a la necesidad de la investigación, entre ellas:

- Fluids Fracturing Contamination Unconventional Reservoirs (Contaminación con fluidos de fracturamiento en yacimientos no convencionales).
- Cases of Study Fluids Fracturing Contamination Unconventional Reservoirs (Casos de estudios de contaminación con fluidos de fracturamiento en yacimientos no convencionales).
- Spillage of Storage Tanks Fluids Fracturing (Derrame del fluido de fracturamiento de tanques de almacenamiento).
- Situations of Contamination by Filtration Fluids Fracturing (Situaciones de contaminación por filtración de fluidos de fracturamiento).
- Situations of Contamination by Release Fluids Fracturing (Situaciones de contaminación por liberación de fluidos de fracturamiento).

---

<sup>20</sup> Ibíd.

<sup>21</sup> Ibíd.

<sup>22</sup> Ibíd.

- Situations of Contamination by Discharge Fluids Fracturing (Situaciones de contaminación por descarga de fluidos de fracturamiento).
- Spill of Fluids of Fracturing in Operations of Unconventional Reservoirs in the USA (Derrame de fluidos de fracturamiento en operaciones de yacimientos no convencionales en los Estados Unidos).

**2.1.1 Compilación de la información.** La información encontrada inicialmente fue depurada mediante filtros ofrecidos particularmente por cada buscador, los más utilizados fueron: año de publicación, título de la publicación, área temática, ubicación geográfica, tipo de documento (documento de sesión, artículo, revisión), palabra clave, tipo de fuente (actas de congreso, revistas, libros), idioma. El proceso de depuración facilitó la cercanía a fuentes confiables y a la búsqueda puntualizada de la información requerida para este trabajo investigativo.

Seguidamente se realizó un análisis detallado de las referencias de cada documento encontrado, es decir, se revisó una a una las referencias citadas en los estudios encontrados, de esta manera se logró acceder a mucha más información confiable y fidedigna para posteriormente realizar la debida selección de la información.

La selección de los artículos, revistas, normas e información relevante estuvo sujeta a diferentes fases, debido a la gran cantidad de información disponible resultante de la búsqueda.

- **Fase uno:** se seleccionaron artículos relacionados con las palabras claves utilizadas.
- **Fase dos:** consistió en identificar la información disponible y clasificarla en tres grupos que fueron: información relacionada con casos de contaminación en EE. UU., información geológica de yacimientos no convencionales de EE. UU. y la información geológica de yacimientos no convencionales en Colombia.

- **Fase tres:** se verificaron y revisaron los casos de contaminación asociados a las diferentes operaciones de yacimientos no convencionales en Estados Unidos.
- **Fase cuatro:** se realizó un análisis detallado de cada problemática permitiendo identificar los verdaderos casos de contaminación asociados a fluidos de fracturamiento.

**2.1.2 Análisis de la información.** Las experiencias de casos de contaminación atribuidos a fluidos de fracturamiento fueron analizados primeramente basados en la fuente de publicación o referencia de los entes encargados de realizar los estudios; ya que el principal objetivo de esta investigación fue poder contar con la mayor cantidad de información fidedigna, soportada técnica y científicamente, por lo cual se reportan 14 casos de contaminación debidamente soportados de los miles de casos encontrados.

Posteriormente se realizó una selección de datos homogéneos de los 14 casos los cuales fueron tenidos en cuenta mediante una serie de factores determinísticos tales como:

- La fecha y la ubicación geográfica del suceso.
- El tipo de yacimiento no convencional que se estaba explotando y adicionalmente la información geológica de dicho yacimiento.
- La descripción del caso.
- El volumen de fluido derramado.
- El recurso que se alteró o afectó.
- La causa o causas probables que llevaron a que determinado incidente se presentara.

Esto se realizó con el fin de elaborar una base de datos en donde se pudiera resumir la información y al momento de realizar el debido análisis de causas se pudiese procesarla información de una mejor manera para obtener resultados confiables.

### **2.1.3 Criterios de exclusión en la selección de los casos de contaminación.**

La gran cantidad de resultados obtenidos de la investigación llevó a que se realizara el proceso de selección anteriormente mencionado. Dicho proceso generó que una parte importante de información no fuese tenida en cuenta para el análisis de causas. La exclusión de los casos se realizó con el fin de dar prioridad a la información técnica y científica debidamente soportada.

Durante la búsqueda de los diferentes casos de contaminación, se encontraron diversas publicaciones periódicas, graves denuncias y quejas hechas por las diferentes Organizaciones No Gubernamentales (ONG) y comunidades aledañas a zonas donde se llevó a cabo el desarrollo de este tipo de proyectos. Aunque este tipo de casos guardan cierto grado de importancia debido a la descripción detallada que se realiza del incidente y las afectaciones que se generaron, no fueron tenidos en cuenta puesto que no se encontró ningún tipo de estudio técnico o científico con el cual se pudieran soportar los casos ni la información mínima necesaria para incluirlos en el análisis. Por esta razón, no se cumplían los objetivos de la investigación.

De igual forma se excluyeron los casos que no contaban con información suficiente y los datos específicos necesarios para completar la base de datos planteada. Cabe aclarar que todos los casos de contaminación citados no tienen el 100% de los datos requeridos para dicha base de datos. Sin embargo, el estudio realizado a la problemática estaba debidamente soportado y referenciado, por lo cual se registraron dando prioridad a lo anteriormente enunciado.

## 2.2 CASOS DE ESTUDIOS DE CONTAMINACIÓN CON FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO

**2.2.1 Caso 1: Clearfield County, Pensilvania - Estallido en pozo de gas.** La empresa EOG a través de su contratista CC Forbes estaban realizando un proceso de limpieza en el pozo Punxautawney Hunting Club 36H (PHC 36H) ubicado en el condado de Clearfield, Pennsylvania<sup>23</sup>, a unos 100 kilómetros de Pittsburgh. En el proceso de limpieza, después de realizar fracturamiento, se presentaron una serie de incidentes operacionales durante varios días y, finalmente, el 3 de junio de 2010 a las 6:40 p.m. se perdió el control del pozo. Esto produjo una liberación no programada de gas, fluido de fracturamiento y salmuera sobre el terreno alrededor del pozo y el aire.

Las investigaciones realizadas por el Departamento de Protección Ambiental de Pensilvania (PA DEP) y un investigador individual lograron determinar tres fallas que podrían haber generado este accidente:

- 1) No se realizaron las pruebas de las BOP de manera apropiada y en el momento oportuno.
- 2) En el pozo PHC 36H no se contaba con personal calificado ni certificado en control de pozos.
- 3) Adicional a esto, el personal de EOG no siguió el procedimiento adecuado de notificación de derrames, como se indica en el plan de emergencia, lo que causó un retraso en el tiempo de respuesta de la PA DEP, ya que la compañía no contactó con la línea directa de emergencia de la agencia<sup>24</sup>.

---

<sup>23</sup> VITTITOW, John. Well control incident analysis. EOG Resources Inc. Clearfield County. Pensilvania. Julio 2010.

<sup>24</sup> *Ibíd.*, p. 4

El pozo PHC 36H fue perforado en el shale de Marcellus hasta una profundidad TVD (“True Vertical Depth”, - Profundidad vertical verdadera) de 7.162 pies y MD (“Measured Depth -Profundidad Medida”) de 12.660 pies. BJ Services realizó un programa de fracturamiento de 16 etapas en el intervalo horizontal productivo con un total de 15 tapones entre las etapas. La etapa de fracturamiento final se bombeó el 27 de mayo de 2010<sup>25</sup>.

El 29 de mayo de 2010 se realizó un servicio de producción integrado (IPS) en donde se perforaron 6 de los 15 tapones con tubería flexible de 2 pulgadas de diámetro que contaba con un motor de fondo de pozo y una broca de 4- ½ pulgadas de diámetro<sup>26</sup>. Esta tubería se saca del pozo para realizar un cambio en el motor y en la broca.

El 30 de mayo de 2010 la tubería flexible con el nuevo motor y broca fue corrida de nuevo y se logran perforar 4 tapones más a una profundidad MD de 10.430 pies<sup>27</sup>. No se pudo perforar más, por un nuevo daño en el motor y la broca, por lo cual fueron nuevamente sacados del pozo.

El 31 de mayo se reinició la perforación con la tubería flexible y se perforó un tapón más. A una profundidad MD de 10.975 pies la tubería flexible se bloqueó y no fue capaz de ir más profundo por lo cual tocó sacarla y desmontarla

El 1 de junio de 2010 se trasladó hasta la zona un equipo de reacondicionamiento y de completamiento de pozos de la compañía CC Forbes. Ese mismo día se instaló una “BOP Dual Ram” de 7-1/16 pulgadas-5000 psi WP (Potencia de trabajo). Las BOP’S estaban conectadas a unas válvulas hidráulicas que formaban parte del equipo integral de CC Forbes, de igual forma la operación de las BOP dependían de la potencia del equipo de perforación. En ese momento no se

---

<sup>25</sup> *Ibíd.*, p. 5

<sup>26</sup> *Ibíd.*

<sup>27</sup> *Ibíd.*

realizó pruebas a las BOP y en el pozo había presencia de gas por lo cual se intentó matar con una salmuera de 10 libras por galón y se decidió fijar un tapón a una profundidad MD de 7047 pies<sup>28</sup> con una guaya de cable de acero Titan, por encima de las perforaciones abiertas para proteger la formación.

El 2 de junio de 2010 se pone en funcionamiento una broca cónica rotativa con flotador interno de 4 -1/2 pulgadas y se hace circular el pozo con salmuera para perforar el tapón superior que estaba a una profundidad MD de 7.047 pies<sup>29</sup>. La broca fue sacada del pozo. Las BOP'S y el Pipe Ram fueron reportados para realizarles unas pruebas a 2500 psi después de la perforación del tapón de matado y con presión sobre el pozo; hay cierta duda de que esta prueba no se realizó ya que esta operación no fue mencionada en un informe diario de EOG para esta fecha, pero un segundo informe para el mismo día reportó una prueba BOP.

El 3 de junio de 2010 se reanuda el funcionamiento de la broca bajo presión hasta que se perforó un tapón a la profundidad MD de 11.302 pies. Los cuatro tapones restantes fueron perforados y se corrieron cuatro juntas de tubería de producción para perforar el último tapón a 12.350 pies. A una profundidad de 12.470 pies la broca no pudo ir más abajo por lo cual se retiraron dos juntas de dicha tubería; en ese momento el empaque comenzó a filtrarse, el ariete anular estaba cerrado y no se observaron fugas en ese momento. Las órdenes dadas por el supervisor de pozo fueron las de realizar el cambio de empaque, esta decisión hizo que se perdiera el control del pozo<sup>30</sup>.

---

<sup>28</sup> *Ibíd.*, p. 6

<sup>29</sup> *Ibíd.*

<sup>30</sup> *Ibíd.*

Después de sacar la tubería de producción para realizar el cambio del empaque los arietes comenzaron a tener fugas, por lo cual se le notifica el problema al ingeniero encargado que inicia trabajo para matar el pozo con salmuera que bombea más o menos a 4 Bbl/min.

El 4 de junio de 2010 los especialistas de “Wild Well Control” llegaron a las 9:30 a.m. Después de evaluar la situación y ubicación, se determinó que no había gas combustible en el lugar. También se descubrió que la tubería de producción de 2-3 / 8 pulgadas de diámetro se había separado en el collar que se sentaba en la parte superior del ariete y que la junta de la tubería de producción colgante había sido expulsada de la BOP y colgaba al lado del piso de la perforadora.

El incidente de control de pozos había durado 17 horas y 38 min. El equipo de reacondicionamiento de pozos fue retirado de la ubicación. Las operaciones de limpieza se iniciaron con el personal PA DEP en la zona. Se estima que unos 35.000 galones de fluido de fracturamiento y salmuera fueron liberados sobre el suelo y el aire<sup>31</sup>.

El incidente en el pozo EOG 36H PHC podría haberse evitado si se hubiesen establecido procedimientos y prácticas de barreras de presión adecuados y se contara con personas entrenadas y experimentadas en control de pozos en la zona que hubiesen reconocido la situación potencialmente peligrosa que tenían<sup>32</sup>.

---

<sup>31</sup> *Ibíd.*, p. 7

<sup>32</sup> VAUGHAN, Ann Davis., PURSELL, David. Frac Attack: Risk, hype and financial reality of hydraulic fracturing in the play shale. Reservoir Research Partners. Julio 2010.

**2.2.2 Caso 2: Dimock, Pensilvania – Daño en las conexiones de la tubería.** El Departamento de Protección del Medio Ambiente de Pensilvania (PA DEP) multó a Cabot Oil and Gas Corp., por tres derrames de una mezcla de agua y gel líquido en su pozo de gas natural Heitsman en el municipio de Dimock, condado de Susquehanna, Pensilvania en septiembre de 2010<sup>33</sup>. Se estaba realizando un proceso de fracturamiento hidráulico en Marcellus Shale.

Los derrames comenzaron el miércoles, 16 de septiembre, a las 2:00 p.m., cuando una falla en la conexión de la tubería del sistema en donde se realizaba la mezcla de los componentes del fluido de fracturamiento, hace que se liberen aproximadamente 2.100 galones de fluido en el ambiente. A las 8:00 p.m., de ese mismo día otra conexión de la tubería se rompió en el mismo sistema y 5.880 galones adicionales de fluido de fracturamiento fueron descargados, las causas de los daños en las conexiones son desconocidos, de acuerdo con las investigaciones del estado y de Cabot.

El martes 22 de septiembre en horas de la mañana se presentó un tercer derrame, esta vez la falla se fue en una manguera del mismo sistema de mezclado que se encontraba bajo presión y se rompió, liberando 420 galones más de la misma mezcla, aunque sólo 10 galones de ese último derrame se escaparon del sistema de captura de derrames de la compañía<sup>34</sup>.

Los derrames involucraron una mezcla de gel lubricante, agua / líquido usado en el proceso de fracturamiento hidráulico de alto volumen y totalizaron más de 8.000 galones.

Las investigaciones realizadas indican que el procedimiento de fracturamiento estaba siendo realizado por dos contratistas: Halliburton, y Baker Tanks.

---

<sup>33</sup> MICHAELS, Craig. SIMPSON, James L. WEGNER, William. Riverkeeper Appendix 1. Septiembre de 2010.

<sup>34</sup> *Ibíd.*, p.3

Después de estos tres derrames, el 25 de septiembre de 2009, el PA DEP ordenó a Cabot que cesaran todas las actividades de fracturamiento hidráulico de alto volumen hasta que la compañía completara una serie de tareas importantes en ingeniería y seguridad.

Los derrames contaminaron un humedal y causaron una matanza de peces en el arroyo Stevens, de igual forma contaminaron el suelo.

Según el estado, Cabot no evitó el derrame del fluido de fracturamiento, tampoco logró mantener la descarga controlada para que no escapara y entrara en el arroyo, además realizaron un mal manejo al represar el arroyo una vez que este se contaminó; por lo cual el PA DEP emitió un aviso de violación a Cabot por los derrames<sup>35</sup>.

En respuesta a este evento, el PA DEP declaró: violación por un vertido no autorizado de sustancias contaminantes, un vertimiento no autorizado de sustancias residuales, dos usurpaciones no autorizadas en el arroyo Stevens, que no contienen sustancias contaminantes en el sitio del pozo y una descarga no autorizada de residuos industriales. Estas fueron violaciones de la Ley de Calles Limpias de Pensilvania, Ley de Manejo de Desechos Sólidos de Pensilvania, Ley de Seguridad de Barras e Incapacidad y Ley de Petróleo y Gas<sup>36</sup>.

El PA DEP multó a Cabot por una suma de USD 56.650; el estado le otorga a Cabot dos semanas para volver a presentar un Plan de Contingencia y Prevención de Contaminación "preciso" y Plan de Control y Disposición para sus sitios y locaciones de pozos en el condado; el 16 de octubre de 2009 PA DEP permitió a

---

<sup>35</sup> *Ibíd.*, p. 4

<sup>36</sup> *Ibíd.*

Cabot reanudar las actividades de fracturamiento hidráulico de alto volumen después de presentar los documentos<sup>37</sup>.

**2.2.3 Caso 3: Killdeer, Condado de Cunn, Norte de Dakota - Estallido de Pozo.** La Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA) inició una investigación en el año 2010 en la ciudad de Killdeer, en el condado de Dunn, Norte de Dakota; en el desarrollo del fracturamiento hidráulico de Bakken Shale el cual estaba siendo operado por la compañía Denbury.

El 1 de septiembre de 2010, el pozo Franchuk 44-20SWH experimentó un estallido incontrolado durante la quinta etapa de una operación de fracturamiento hidráulico de 23 etapas. El estallido resultó en la liberación de fluidos de fracturamiento, aceite y agua de retorno sobre la superficie terrestre y posiblemente en el acuífero Killdeer<sup>38</sup>.

El estallido se dio cuando la tubería de producción se rompió debido a la sobrepresión durante el proceso de fracturamiento hidráulico aproximadamente a 38,5 ft de profundidad, la tubería poseía fluidos que posiblemente migraron hacia el revestimiento a una profundidad de 60 ft<sup>39</sup>. Los fluidos de pozo comenzaron a fluir desde varios lugares alrededor de la cabeza del pozo cuando la tubería de producción de 7 pulgadas de diámetro estalló. Una corriente de agua, petróleo y gas se liberó durante aproximadamente cinco días.

Los fluidos liberados en la superficie fueron capturados en la locación del pozo que fue diseñada para contener derrames en la superficie. Aproximadamente 2.000 barriles (84.000 galones) de fluido de fracturamiento hidráulico y aceite

---

<sup>37</sup> *Ibíd.*, p. 4

<sup>38</sup> ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. Retrospective case study in Killdeer, North Dakota. Study of the potential impacts of hydraulic fracturing on drinking water resources. Mayo 2015.

<sup>39</sup> *Ibíd.*, p. 1

fueron liberados en el ambiente<sup>40</sup>, de los cuales aproximadamente 125 barriles (5.250 galones) del fluido de fractura y aceite fueron recuperados después del derrame.

Los suelos impactados por el derrame fueron excavados y dispuestos fuera de la zona (1.889 toneladas inicialmente seguidas por otras 81 yardas cúbicas de dos áreas más pequeñas en el pozo).

El estado de Dakota del Norte ordenó al operador del pozo Franchuk iniciar los esfuerzos de remediación del sitio y el monitoreo del agua subterránea inmediatamente después del estallido. El operador y el contratista propusieron un Plan de Trabajo de Investigación Remedial que fue finalizado en marzo de 2011.

El estallido provocó la acción del estado, lo que llevó a la instalación de pozos de monitoreo en y alrededor del pozo y monitoreo de pozos domésticos cercanos, pozos de suministro de agua y pozos municipales de la ciudad de Killdeer. Como parte de este estudio, se llevó a cabo una evaluación exhaustiva del agua subterránea alrededor del pozo para determinar el nivel de impacto y explicar todas las posibles fuentes de contaminación. Se consideraron dos vías potenciales para la contaminación del acuífero Killdeer:

- Liberación directa del pozo de Franchuk en el acuífero Killdeer.
- Contaminación indirecta por infiltración superficial de fluidos liberados en el acuífero Killdeer.

Los objetivos de la investigación de la EPA fueron los de determinar si el acuífero Killdeer fue impactado por el estallido y, si hubo un impacto, determinar los mecanismos de cómo el acuífero fue impactado<sup>41</sup>.

---

<sup>40</sup> *Ibíd.*, p. 1

<sup>41</sup> *Ibíd.*, p. 2

La EPA realizó su investigación en dos fases. Durante la primera fase de su investigación, se seleccionaron pozos y se analizaron para una gama de componentes de petróleo crudo tales como gasolina, diésel, compuestos orgánicos volátiles (COV), gases disueltos incluyendo metano, etano, propano y butano; y diversos constituyentes del fluido de fracturamiento hidráulico incluyendo potasio, alcoholes, naftaleno, boro, glicoles y bario. También se controlaron los productos químicos naturales como el arsénico, el selenio, el estroncio y otros metales traza, junto con los cambios en los parámetros rutinarios de la calidad del agua, incluidos el carbono orgánico e inorgánico disuelto, los aniones principales y los cationes principales.

Dos de los 16 pozos que se muestrearon en esta investigación, NDGW07 y NDGW08, mostraron evidencia de los impactos del estallido del pozo Franchuk. Los impactos en NDGW07 y NDGW08 son consistentes con los impactos de la salmuera de formación profunda. Las detecciones de TBA en NDGW07 y NDGW08 son otro factor importante para determinar las causas de los impactos en estos pozos. Las fuentes potenciales de contaminación en el sitio del pozo de Franchuk estaban relacionadas con la exploración cercana de petróleo y gas<sup>42</sup>.

Una vez que el pozo de gas fue reparado, un pozo de monitoreo adicional fue instalado inmediatamente adyacente al pozo de gas. Las muestras recolectadas de los pozos durante nueve eventos de monitoreo que abarcan desde marzo de 2011 hasta noviembre de 2012 no registraron impactos en las aguas subterráneas en el acuífero Killdeer. No se detectaron impactos en el cuerpo de agua superficial más cercano, Spring Creek. Los transductores instalados en los nueve pozos de monitoreo no mostraron cambios significativos en los niveles de agua subterránea ni en la temperatura durante las actividades de fracturamiento hidráulico en el pozo de gas reparado.

---

<sup>42</sup> *Ibíd.*, p. 2

Como resultado del derrame, la Comisión Industrial de Dakota del Norte (NDIC) multó a Denbury con USD 237.500 por violación de varias secciones del Código Administrativo de Dakota del Norte (NDAC). Las infracciones específicas incluyeron no controlar la presión de fondo durante las actividades de completamiento (NDAC Sección 43-02-03-28), permitir que el petróleo fluyera sobre la superficie del terreno y se acumulara en este (NDAC Sección 43-02-03-49), y permitir que la salmuera fluyera sobre la superficie de la tierra (NDAC Sección 43-02-03-53)<sup>43</sup>.

**2.2.4 Caso 4: Bradford County, Pensilvania - Derrame de fluido de fracturamiento.** En agosto de 2010, PA DEP multó a Talisman Energy de New York por \$ 15.506 dólares por un derrame ocurrido en noviembre de 2009 en el municipio de Armenia, condado de Bradford Pensilvania, cuando accidentalmente derramó fluido de fracturamiento hidráulico. Los fluidos fluyeron del pozo hacia un humedal, y una pequeña cantidad finalmente se descargó a un afluyente sin nombre del Webier Creek, que drena en los tramos superiores del río Tioga, y una pesquería de agua fría<sup>44</sup>.

El derrame fue resultado de una falla en la bomba y adicionalmente una acumulación de arena en una válvula del pozo operado por esta compañía, además dicho derrame involucró flowback.

La investigación de PA DEP a finales de noviembre de 2009 determinó que Talisman derramó entre 4.200 a 6.300 galones de fluidos de fracturamiento e hizo que esta compañía suspendiera sus actividades por ocho días<sup>45</sup>.

---

<sup>43</sup> *Ibíd.*, p. 6

<sup>44</sup> MICHAELS, SIMPSON, WEGNER. *Op. Cit.*

<sup>45</sup> *Ibíd.*, p. 10

Talisman completó con éxito el proceso de la Ley 2 de PA DEP para actividades de limpieza de derrames. La multa se depositó en el fondo que apoya los programas de permisos y ejecución de petróleo y gas de PA DEP.

Aunque este caso de contaminación fue reportado y estudiado por el Departamento de Protección Ambiental de Pensilvania, el estudio detallado y paso a paso de lo sucedido ese noviembre de 2009 nunca fue revelado en su totalidad y guarda aún confidencialidad.

**2.2.5 Caso 5: Hopewell, Township, Pensilvania - Derrame por falla en conexiones de tubería.** Los accidentes causados por errores humanos, las técnicas de perforación inadecuadas y el manejo deficiente de los desechos son a menudo la causa de importantes impactos ambientales como el ocurrido el 6 de octubre de 2009 cuando se presentó un derrame causado por fallas en la tubería en el municipio de Hopewell, condado de Washington en Pensilvania operado por la empresa Range.

La compañía informó que la causa del derrame fue que una línea temporal de transferencia de fluido en la superficie que tenía una falla en la conexión permitió la liberación accidental de 250 barriles, o 10.500 galones, de agua parcialmente reciclada o flowback (fluido de fracturamiento diluido) en un afluyente sin nombre de Brush Run<sup>46</sup>.

Las investigaciones realizadas por el Departamento de Protección Ambiental de este estado determinaron que el derrame mató al menos 168 peces pequeños y otros organismos vivos.

---

<sup>46</sup> *Ibíd.*, p. 10

El PA DEP multó a Range por USD 141.175 por el derrame, que resultó del fallo del equipo; ya que Brush Run es un lugar designado para la pesca de alta calidad bajo el programa de aguas de protección especial del estado, que protege los cursos de agua que cuentan con una población de vida acuática rica y diversa debido a la calidad del agua; adicionalmente la compañía también fue multada por no notificar inmediatamente al DEP del derrame, lo cual se consideró una violación de su plan de prevención, protección y contingencia<sup>47</sup>.

El sitio fue restaurado bajo la supervisión de la PA DEP, y los impactos ambientales fueron mitigados.

Según el PA DEP este evento fue importante y fue clasificado como contaminación del agua<sup>48</sup>. El fallo del equipo es algo que no se puede evitar en la mayoría de los casos, y Range pudo mitigar rápidamente los impactos de este derrame. La razón por la que Range fue multado tan fuertemente por lo sucedido fue doble. La primera razón es que el derrame ocurrió en una cuenca hidrográfica de alta calidad que alimentó múltiples pesquerías en la zona, y la segunda es el hecho de que Range no reportó el derrame inmediatamente.

**2.2.6 Caso 6: Hopewell Township, Pensilvania – Derrame por desbordamiento de pozo.** El incidente de la empresa Atlas es sólo uno de los muchos que han sido generados por compañías perforadoras de pozos de gas que realizan operaciones de fracturamiento hidráulico en el shale de Marcellus en Pensilvania. De acuerdo con un informe publicado en agosto de 2010 por la Asociación de Fideicomisos de Pensilvania, el estado ha identificado 1.435 violaciones por 43 empresas de perforación de Marcellus Shale desde enero de 2008 hasta agosto de 2010.

---

<sup>47</sup> *Ibíd.*, p. 10

<sup>48</sup> *Ibíd.*

El Departamento de Protección Ambiental de Pennsylvania multó a Atlas Resources LLC por USD 97.350 dólares en agosto de 2010 por permitir que los fluidos usados de fracturación hidráulica sobrellenaran un pozo de aguas residuales y contaminaran una cuenca de alta calidad en el municipio de Hopewell, condado de Washington, Pensilvania<sup>49</sup>.

El derrame ocurrió entre el 5 y 6 de diciembre de 2009 en el pozo de gas Cowden 17 en Old Trail Road, en la ruta 844, cuando una cantidad desconocida de fluido de retorno o flowback entró en un afluente de Dunkle Run. Aunque Atlas corrigió el problema una vez que fue descubierto, la compañía no lo reportó a PA DEP<sup>50</sup>.

Este derrame violó la Ley de Petróleo y Gas de Pensilvania y Ley de Manejo de Desechos Sólidos, así como la Ley de Corrientes Limpias del estado.

Un director regional de la PA DEP declaró que es inaceptable que las empresas de perforación en Pensilvania amenacen la seguridad pública o dañen el medio ambiente por medio de actos descuidados como éste, y que las empresas deben adoptar estándares operativos que prevengan este tipo de accidentes y debe hacer de la protección de nuestros recursos hídricos una prioridad absoluta<sup>51</sup>.

Además, el director Regional de Southwest, George Jugovic Jr expresó que "el shale de Marcellus ofrece oportunidades económicas significativas para Pensilvania, pero estas empresas deben adoptar estándares operativos que eviten este tipo de accidentes y deben hacer de la protección de nuestros recursos hídricos una prioridad absoluta".

---

<sup>49</sup> MICHAELS, SIMPSON, WEGNER, Óp. Cit.

<sup>50</sup> *Ibíd.*, p. 11

<sup>51</sup> *Ibíd.*

**2.2.7 Caso 7. Garfield County, Colorado, infiltración de fluido de fractura.** El 31 de enero de 2008 en el condado de Garfield en el estado de Colorado, bajo la responsabilidad de Marathon Oil, compañía de exploración y extracción de petróleo y gas natural, cerca de 1,4 millones de galones de fluido de fracturamiento los cuales estaban almacenados en una de las piscinas de acumulación y disposición (pits), lograron infiltrarse en el subsuelo y se desplazaron lateralmente conllevando a la contaminación del afluente Parachute Creek<sup>52</sup>. La compañía había estado almacenando el fluido de fractura para futuras y posteriores operaciones en Roan Plateau, de igual forma se atribuyó la fuga e incidente a una brecha presentada en el revestimiento o membrana (pit liner) de la piscina de almacenamiento.

Un estudio realizado por el personal de la Comisión de Conservación de Petróleo y Gas de Colorado (COGCC) aseguró que: Al concluir la revisión del proyecto, se desarrollarían recomendaciones para mejorar las futuras prácticas de perforación y completamiento para agregar protecciones adicionales a los recursos hídricos subterráneos y de aguas superficiales procedentes de la exploración y producción de gas natural, según sea necesario.

En su momento el director ejecutivo de COGCC, David Nelsin, fue acusado de estar permitiendo malas regulaciones del gas natural y la perforación de petróleo en Colorado. Por lo cual el COGCC reelaboró sus reglamentos para piscinas o estanques de almacenamiento de la meseta Roan debido a este y otros derrames más ocurridos en esa zona<sup>53</sup>.

---

<sup>52</sup> *Ibíd.*, p. 23

<sup>53</sup> DEPARTMENT OF NATURAL RESOURCES. Colorado Oil & gas conservation commission.

### **2.2.8 Caso 8: Washington County, Pensilvania, derrame de aguas residuales.**

En mayo de 2009, en el condado de Washington, el Departamento de Protección Ambiental de Pennsylvania (PA DEP) descubrió que dos juntas de una tubería la cual transportaba aguas residuales desde pozos de gas hasta un sitio de disposición presentaban fugas, estas habían provocado la liberación de unos 4.200 galones del fluido sobre el afluente Cross Creek, causando la muerte de algunos peces e invertebrados. La compañía Range Resources y el propietario fueron multados por violar los estatutos ambientales de Pensilvania, así como por otro derrame ocurrido en octubre del mismo año<sup>54</sup>.

### **2.2.9 Caso 9: Tioga County, Pensilvania, derrame de flowback.**

El 15 de marzo de 2011 la compañía Ultra Resources reportó un derrame de flowback debido al accionamiento de una válvula de un tanque de almacenamiento, la cual se encontraba abierta, permitiendo que 5.300 galones de flowback se derramaran. Este derrame fue limpiado, pero presentó una gran amenaza a una fuente de agua cercana de alta calidad en el condado de Tioga. Ultra Resources además esperó dos horas para entrar en contacto con el Departamento de Protección Ambiental de Pennsylvania (PA DEP), y aunque los impactos fueron mitigados, este evento fue importante debido a su huella generada en el medio ambiente y la gran cantidad de fluido derramado. Ultra Resources pudo haber manejado la situación mucho mejor, y eventos como éste debieron ser fáciles de evitar<sup>55</sup>.

---

<sup>54</sup> ZOBACK, Mark., KITASEI, Saya., COPHITORNE, Brad Addressing the environmental risks from shale gas development. Worldwatch Institute. Natural Gas and Sustainable Energy Initiative. Julio 2010.

<sup>55</sup> CONSIDINI, Timothy, et al. Environmental Impacts during Marcellus shale gas drilling: causes, impacts and remedies. Shale Resources and Society Institute, 2015.

### **2.2.10 Caso 10: Jackson County, West Virginia, contaminación pozo de agua.**

Este caso fue reportado en un informe por la Agencia de Protección Ambiental (EPA) de los Estados Unidos en diciembre de 1987, el cual fue remitido al congreso e indicó que la técnica hoy conocida como Fracking pudo causar la contaminación del agua subterránea citando como referente el presente caso, en el que los fluidos de fracturamiento hidráulico terminaron contaminando un pozo de agua en el condado de Jackson en Virginia Occidental<sup>56</sup>.

En 1982, la compañía Kaiser Exploration and Mining perforó un pozo de gas en la propiedad del señor James Parsons. El pozo se fracturó usando un gel o fluido de fractura típico. El fluido de fracturamiento residual migró hacia el pozo de agua del señor Parson, el cual estaba perforado a una profundidad de 416 pies. Acorde a un análisis de muestras tomadas del pozo de agua en la propiedad y según “The West Virginia Environmental Health Services Lab” se encontró material gelatinoso oscuro y ligero (fluido de fracturación) junto con fibras blancas. El pozo de gas se encontraba a menos de 1000 pies del pozo de agua. El jefe del laboratorio informó que el pozo de agua estaba contaminado y no era apto para uso doméstico, y era necesario encontrar una fuente alternativa de agua aprovechable<sup>57</sup>.

El análisis mostró que el agua contenía altos niveles de fluoruros, sodio, hierro y manganeso de acuerdo con funcionarios del Departamento de Recursos Naturales en sus siglas en inglés DNR, tenía un olor a hidrocarburos, indicando la presencia de gas. Hasta la fecha de 1987 el señor Parsons no había reanudado el uso del pozo como una fuente de agua doméstica. El Instituto Americano del Petróleo (API) indicó que este daño había resultado debido a un mal funcionamiento del proceso de fracturamiento. Si las fracturas no son limitadas a la formación

---

<sup>56</sup> ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. Report to Congress. Management of Wastes from the Exploration, Development, and Production of Crude Oil, Natural Gas and Geothermal Energy. Office of Solid Waste and Emergency Response Washington, DC 20480. December 1987.

<sup>57</sup> *Ibíd.*, p. A-225

productora, el petróleo y el gas son perdidos del yacimiento e irrecuperables, así lo indicó.

Aunque algunos expertos en perforación han señalado otras posibles fuentes para algunos de los contaminantes encontrados en el pozo de agua del señor Parsons, la EPA concluyó que el gel encontrado en el pozo estuvo asociado con el proceso de fracturamiento y también la presencia de hidrocarburos en la fuente hídrica. Los representantes de la industria cuestionaron si el revestimiento del pozo de gas se había prolongado lo suficiente para aislar el acuífero el cual era aprovechado por los Parsons. La EPA concluyó que el pozo había sido cementado mucho más profundo que el acuífero.

El pozo de gas tuvo tres secciones revestidas y cementadas a profundidades de 251 pies, 2.437 pies y 4.534 pies. La formación geológica objetivo fue demarcada como el Devonian Brown Shale. Las presiones establecidas durante el proceso de fracturamiento oscilaron entre 2.500 y 3.100 psi. El inspector estatal describió la contaminación en el pozo de agua junto con la presencia de gas natural en el agua corroborando la idea de que pudo haber comunicación entre el pozo de gas natural y el pozo de agua<sup>58</sup>.

The Government Accountability Office encontró que los pozos abandonados de petróleo y gas natural pueden servir como canales para que los fluidos usados en la industria para el desarrollo de las operaciones puedan migrar a la superficie y terminen contaminando los acuíferos. En el presente caso descrito, cuatro pozos abandonados estaban cerca del pozo de gas que se fracturó en 1982, y justo estos pozos habían servido como conductos o vías de comunicación para que los fluidos de fracturamiento hubiesen migrado hacia la capa freática<sup>59</sup>.

---

<sup>58</sup> *Ibíd.*, p. C-15

<sup>59</sup> *Ibíd.*, p. 700

Es importante hacer mención la relevancia de este caso, ya que debido a la fuente de publicación (EPA) si se logró contaminar el pozo de agua aprovechado por el señor Parsons, pero antes como el gobierno desmintieron el caso con base a los soportes e insuficientes pruebas presentados por el ente demandante.

**2.2.11 Caso 11: Washington County, Pensilvania, desbordamiento de una piscina de almacenamiento (pit).** El 5 de diciembre de 2009, el Departamento de Protección Ambiental de Pennsylvania (PA DEP) descubrió múltiples violaciones ambientales que condujeron a la contaminación de una cuenca hidrográfica de alta calidad en el condado de Washington, Pennsylvania. Este evento fue severo debido al tipo de cuenca afectada. Aunque el desbordamiento del embalse superficial (pit) tuvo efectos ambientales significativos, los impactos de la contaminación fueron mitigados. Atlas, compañía operadora, terminó recibiendo una multa de USD 97,350 por permitir que los fluidos de fracturación se hubiesen desbordado directamente sobre el arroyo Dunkle. Este incidente violó la Ley de Petróleo y Gas de Pensilvania, así como la Ley de Manejo de Residuos Sólidos, y aunque los impactos fueron mitigados, Atlas no notificó al PA DEP<sup>60</sup>.

La compañía petrolera Atlas pudo haber evitado este incidente mediante un mejor mantenimiento de la piscina de acumulación la cual en su contenido almacenaba el fluido de fracturamiento. La causa de este evento fue considerada como negligencia por parte de Atlas y debió haber sido prevenido. Este suceso es un ejemplo de lo que puede fallar cuando un operador no cumple con las regulaciones y directrices para la construcción de los embalses superficiales<sup>61</sup>.

---

<sup>60</sup> CONSIDINI, Óp. Cit

<sup>61</sup> *Ibíd.*, p. 27

**2.2.12 Caso 12: Tioga County, Pensilvania, Estallido en pozo de gas.** El 17 de enero del año 2011, la empresa petrolífera multinacional de origen canadiense Talisman Energy experimentó un reventón de pozo (Blowout) en el condado de Tioga en Pennsylvania. El suceso duró varias horas y condujo a que se derramara una gran cantidad de fluido de fracturamiento en la locación del pozo ubicada en un bosque estatal. Este accidente ocurrió debido a que el sistema o equipo de prevención de estallido (Blowout) fallara debido al exceso de presión. Esta acumulación de presión pudo haber sido evitada si la compañía operadora hubiera monitoreado correctamente el pozo. Los impactos de este derrame fueron mitigados, y la empresa Talisman fue multada con USD\$51,478 por el evento, y fue citada por la descarga incontrolada y por venteo peligroso<sup>62</sup>.

**2.2.13 Caso 13: Bradford County, Pensilvania, descarga ilegal de flowback.** En una locación de perforación con tres pozos de gas en Troy Township, en el condado de Bradford, Pennsylvania, la compañía Fortuna Energy descargó ilegalmente fluidos de flowback sobre una zanja de drenaje y sobre un área de vegetación, alcanzando a un afluente en Sugar Creek. El Departamento de Protección Ambiental multó a la compañía con USD 3.500 debido a que estas descargas violaron la Ley de Ciclos Limpios de Pensilvania, Ley de Manejo de Desperdicios Sólidos y las regulaciones de gas DEP<sup>63</sup>.

**2.2.14 Caso 14: Washington County, Pensilvania, incendio de una de las piscinas y tanque de almacenamiento de fluidos de fracturamiento.** El 1 de abril del 2010, tanto un tanque como una piscina de almacenamiento (pit) usado para acumular fluido de fracturamiento se incendió en una locación en el condado de Washington.

---

<sup>62</sup> Ibid.

<sup>63</sup> GEORGE WASHINGTON NATIONAL FOREST. Appendix 1, Analysis of Concerns and Risks of Horizontal Drilling and Hydraulic Fracturing. Final Environmental Impact Statement. 2012.

El equipo de bomberos contraincendios del condado respondió a las llamas las cuales tenían al menos 30,48 metros de alto y 15,3 metros de ancho, con una columna de humo negro visible por millas, estimando costos alrededor de USD 375.000 en daños materiales. Los residentes se habían estado quejando de olores nocivos en el sitio días antes del incendio, prueba de lo sucedido fue George Zimmerman, un residente el cual había establecido una demanda en contra de la compañía operadora Atlas, la cual, según sus observaciones, las operaciones de la compañía cerca de su finca de 480 acres habían causado la contaminación del suelo y del agua en su propiedad. La demanda y la investigación del DEP sobre el incendio están pendientes. La investigación preliminar de PA DEP indicó que el fuego pudo haber sido causado por la acumulación del gas en la superficie de una de las piscinas de aguas residuales procedente de la estimulación hidráulica la cual estaba revestida con un material tipo caucho<sup>64</sup>.

---

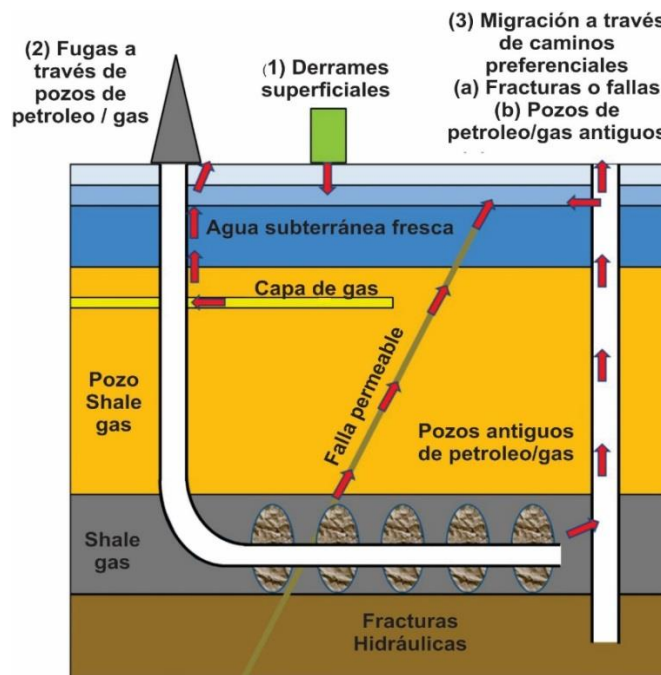
<sup>64</sup> MICHAELS, SIMPSON, WEGNER, Op. Cit.

### 3. TIPIFICACIÓN Y ANÁLISIS DE CAUSAS

#### 3.1 PREOCUPACIÓN AMBIENTAL ASOCIADA A FLUIDOS DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Una de las principales preocupaciones ambientales asociadas a las operaciones de fracturamiento hidráulico inherentes a la exploración/explotación de yacimientos no convencionales, objeto del presente estudio, es la contaminación de cuerpos de aguas tanto superficiales como subterráneos (acuíferos), suelo y subsuelo; generados por posibles escenarios tales como la infiltración, liberación y descarga de fluidos de fracturamiento y fluido de retorno (flowback).

**Figura 5. Mecanismos o vías de contaminación de cuerpos de agua**



Fuente: Modificado de LEFEBVRE, Robert. Mechanisms leading to potential Impacts of shale gas development on groundwater quality. Volume 4, January/February 2017.

En la figura 5 se ilustran los principales mecanismos que conducen a los posibles impactos enunciados debido a la exploración/explotación de YNC. Según la figura se tienen derrames superficiales (1), fugas a través de pozos de petróleo/gas (2) y la migración de fluidos a través de caminos preferenciales (3) tanto geológicos por fracturas o fallas (a) como por fallas de integridad (ej.: fallas en los revestimientos, tapones o uniones de tubería en pozos de aceite/gas (b)).

En la tabla 4 se presentan algunos de los diferentes mecanismos de contaminación asociados a fluidos de fracturamiento junto con las debidas causas que llevan a que estos se desarrollen.

**Tabla 4. Mecanismos de contaminación y sus respectivas causas**

ESCENARIO	DESCRIPCIÓN	CAUSA
DERRAMES EN SUPERFICIE	Liberación accidental del fluido de fracturamiento sobre los cuerpos de agua superficiales y el suelo.	Blowouts y explosiones
		Manipulación de válvulas
		Errores por parte de los operadores
		Fallas en los embalses superficiales o piscinas (pits)
		Rupturas y fugas en los tanques de almacenamiento
		Fallas en tubería
		Fallas en los equipos
		Sobrellenado de las piscinas (pits)
		Volcamientos y choques de carro tanques
		Descargas ilegales
PROBLEMAS EN EL ESTADO MECÁNICO DEL POZO	Fuga de fluidos de fracturamiento a través del pozo por fallas en la integridad permitiendo el contacto con acuíferos.	Daños en el revestimiento
		Fallas o imperfecciones en el cemento
		Pozos antiguos y en estado de abandono
MIGRACIÓN DE FLUIDOS A TRAVÉS DE LA FORMACIÓN	Filtración de fluidos de fracturamiento a través de caminos geológicos	Sistemas de fallas geológicas no identificadas
		Fallas en las formaciones suprayacentes

ESCENARIO	DESCRIPCIÓN	CAUSA
	preferenciales, contaminando cuerpos de agua subterránea y el subsuelo.	

### 3.2 AFECTACIÓN DE LOS RECURSOS: AGUA, SUELO Y AIRE

Al fracturar el subsuelo, existe la posibilidad de que una de las fracturas inducidas alcance un acuífero, contaminando el agua con fluidos de fracturamiento y con el propio gas de la formación. Además de este riesgo, existe también la posibilidad que durante el fracturamiento los fluidos alcancen un pozo antiguo, mal abandonado, y de ahí se establezca la comunicación tanto con un acuífero, como con la superficie<sup>65</sup> impactando en la calidad del agua aprovechable.

El impacto sobre los cuerpos de aguas superficiales tanto ríos, quebradas, arroyos o como puntos aprovechables se da debido a la alteración de las propiedades fisicoquímicas del agua, producto del derrame accidental o vertimiento directo de fluidos de fracturamiento y el alto grado de gas metano presente en el agua, esto puede traer posibles afectaciones tanto de salud como del mismo aprovechamiento del recurso.

La contaminación del suelo y del subsuelo es debida a la liberación o derrame de fluidos de fracturamiento y exposición de residuos químicos como resultado de las distintas operaciones realizadas durante la estimulación hidráulica, las cuales pueden generar un impacto significativo en la fauna y flora, la calidad paisajística,

---

<sup>65</sup> URRESTI, Aitor y MARCELLESI, Florent. Fracking. Una Fractura que Pasará Factura. Revista Ecología Política- Cuadernos de Debate Internacional. Número 43, junio 2012, p. 26. [En Línea]. Disponible en: <http://florentmarcellesi.eu/2012/09/16/fracking-una-fractura-que-pasara-factura/>.

cambios en las propiedades del suelo, la utilidad y aprovechamiento del terreno para el desarrollo de actividades agrícolas.

La contaminación del aire es el resultado de la liberación de compuestos orgánicos volátiles en especial los compuestos BTEX (Benceno, Tolueno, Etilbenceno, Xileno); y los principales gases de efecto invernadero, tales como el gas metano, el cual posee un efecto contaminante 84<sup>66</sup> veces más contundentes que el dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), gases los cuales contribuyen al calentamiento global. La afectación del aire repercute en la salud de los seres vivos.

### **3.3 TIPIFICACIÓN DE LAS CAUSAS ENCONTRADAS QUE GENERARON LA CONTAMINACIÓN**

Las principales causas evidenciadas en los casos de contaminación anteriormente descritos en el capítulo 3, corresponden a fallas en los equipos y accesorios, fallas en los estados mecánicos de los pozos, fallas en las líneas de flujo o en el sistema de transporte, fallas en el almacenamiento de los fluidos de fracturamiento y las fallas humanas.

**3.3.1 Fallas en los equipos y accesorios.** Este tipo de fallas relaciona daños en los sistemas BOP's (Blow Out Preventers) y algunos de sus accesorios necesarios para el óptimo control del pozo, el estallido de la tubería de producción indispensable para la producción del pozo, y daños en el conjunto de bombas las cuales le imprimen energía al fluido de fractura para la realización de la estimulación hidráulica.

Tipificación

---

<sup>66</sup> SOLÍS, Armando. Gas metano contamina 84 veces más que el dióxido de carbono. Revista Forbes. Edición Junio, 2016.

- Caso 1, Clearfield County Pensilvania: Daño en la integridad de un elemento de sellado, entre la preventora y tubería de producción.
- Caso 3, Killder, Condado de Dunn, Note de Dakota: Fallas en la tubería de producción debido a sobrepresión durante el proceso de fracturamiento hidráulico.
- Caso 4, Bradford County, Pensilvania: Daño en las bombas y acumulación de arena en las válvulas en el pozo.
- Caso 12, Tioga County, Pensilvania: Daño en el sistema de preventoras o BOP's debido al exceso de presión.

**3.3.2 Fallas en los estados mecánicos de los pozos.** Se presentan debido a daños en el revestimiento (casing) ya sea por trabajos defectuosos, corrosión o roturas, también se tienen fallas e imperfecciones en el cemento por deficientes procesos de cementación, agrietamientos y calidad del cemento.

#### Tipificación

- Caso 10, Jackson Ripley, Oeste de Virginia: Pozos en estado de abandono habían servido como vías o canales para que los fluidos de fracturamiento hubiesen migrado hacia la capa freática.

**3.3.3 Fallas en las líneas de flujo o sistema de transporte.** Este tipo de fallas se presentan mediante el deterioro, fallo de conexiones e integridad de las líneas de transporte de fluido de fracturamiento, flowback y agua residual para su posterior disposición<sup>67</sup>.

#### Tipificación

- Caso 2, Dimock, Pensilvania: Daño en la integridad y conexiones de la tubería.
- Caso 5, Hopewell Township, Pensilvania: Ruptura en una junta de la línea de transmisión.

---

<sup>67</sup> EPA. Review of state and industry spill data: Characterization of hydraulic – related spills. Mayo 2015.

- Caso 8, Washington County, Pensilvania: Fuga en las juntas de la tubería de transporte de agua residual al lugar de disposición.

### **3.3.4 Fallas en sistemas de almacenamiento**

Se atribuyen principalmente a fallas en las piscinas de almacenamiento de fluidos de fracturamiento, fluidos de retorno (flowback) y fallas en tanques de almacenamiento, donde el flowback una vez terminado el proceso de estimulación es almacenado para su previa disposición.

#### Tipificación

- Caso 7, Garfield County, Colorado: Fugas entre uniones o juntas de la geomembrana o revestimiento de la piscina de almacenamiento (“pit liner”) por donde migró el fluido.
- Caso 14, Washington County, Pensilvania: Daño en la integridad de los tanques y piscinas de almacenamiento debido a incendios.

### **3.3.5 Fallas humanas**

Son fallas o errores atribuidos principalmente a malas prácticas, los indebidos procedimientos o técnicas llevadas a cabo por el personal u operador del pozo.

#### Tipificación

- Caso 1, Clearfield County, Pensilvania: Falta de personal calificado y certificado en control de pozos.
- Caso 6, Hopewell County, Pensilvania: Descuido de la empresa operadora a cargo del pozo.
- Caso 9, Tioga County, Pensilvania: Descuido del personal a cargo de la operación pues dejaron una válvula del tanque de almacenamiento abierta.
- Caso 11, Washington County, Pensilvania: No realización del debido mantenimiento a las piscinas de almacenamiento bajo la responsabilidad de la compañía.

- Caso 13, Bradford County, Pensilvania: No realización de los debidos mantenimientos y pruebas al sistema de preventoras o BOP's por parte de la compañía operadora.









### **3.4 ANÁLISIS DE CAUSAS**

El método usado para el análisis de las causas que generaron la contaminación se realiza a partir de una selección de información y procesamiento de la data obtenida en la primera etapa del trabajo.

La data está compuesta por cada caso de contaminación, fecha del suceso, estado donde ocurrió los hechos, de igual forma el condado, la formación afectada, una breve descripción del caso, volumen derramado, tipo de fluido derramado, recurso afectado, incidente generado y la causa probable del incidente.

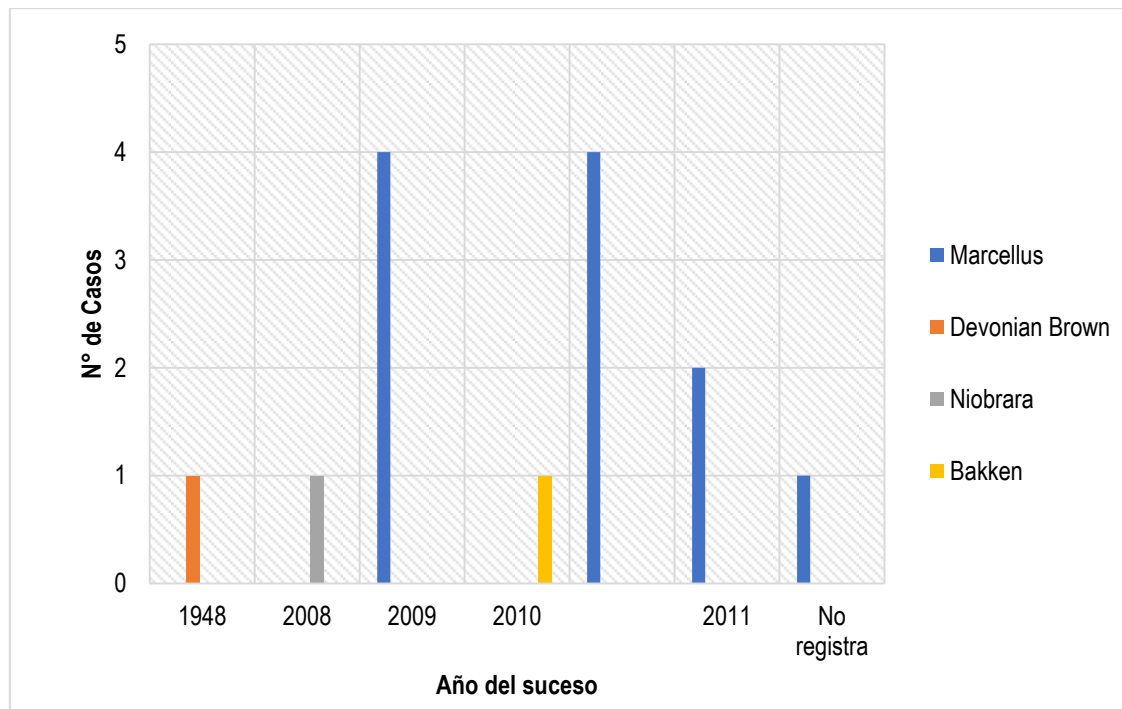
La tabla 5 muestra la homogeneidad de la data, es decir, los elementos disponibles en cada caso de contaminación registrado, se trató de documentar la mayor cantidad de ellos posibles.

**Tabla 5. Elementos de la data de los casos de contaminación registrados**

 Dato no disponible	Elemento de la data									
	Caso/Condado	Fecha	Condado	Estado	Shale Play	Descrip. del suceso	Vol. derramado	Recurso afectado	Tipo de incidente	Causa Probable
	Caso 1 / Clearfield									
	Caso 2 / Dimock									
	Caso 3 / Dunn									
	Caso 4 / Bradford									
	Caso 5 / Hopewell									
	Caso 6 / Hopewell									
	Caso 7 / Garfield									
	Caso 8 / Washington									
	Caso 9 / Tioga									
	Caso 10 / Jackson									
	Caso 11 / Washington									
	Caso 12 / Tioga									
	Caso 13 / Bradford									
	Caso 14 / Washington									

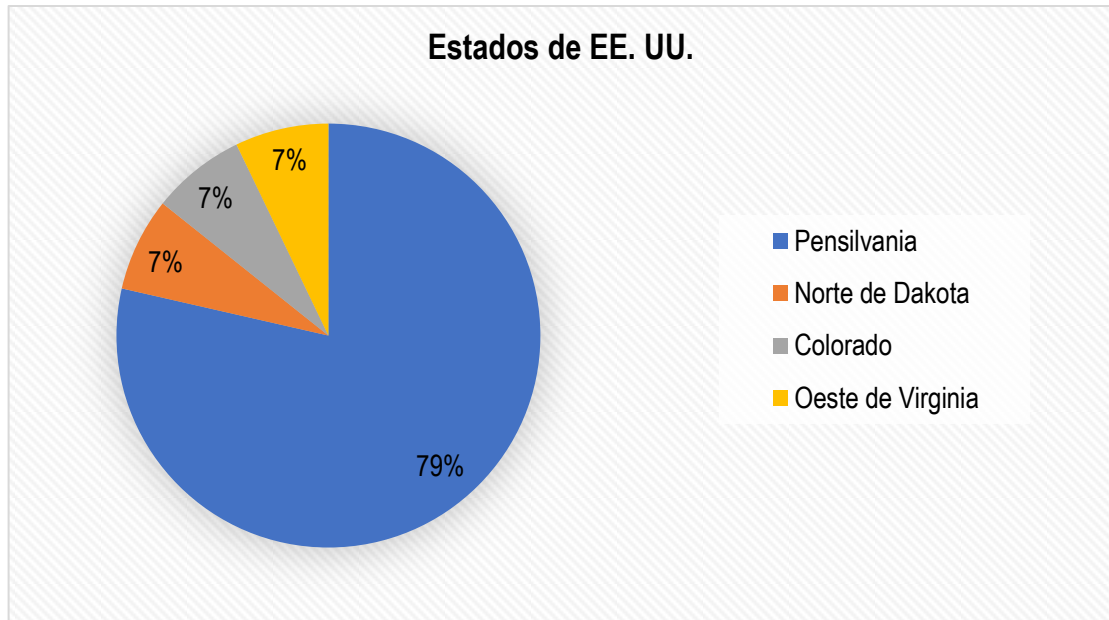
**3.4.1 Análisis por fechas del suceso.** De los 14 casos de contaminación reportados se puede observar que entre 2009 - 2010 se presentó la mayor cantidad de ellos, siendo el 2010 el año en que más contaminación se generó con 5 casos reportados.

**Gráfica 1. Análisis de casos por fecha**



**3.4.2 Análisis por estado.** Los resultados de la investigación de los casos de contaminación con fluidos de fracturamiento permitieron determinar que estos sucesos se llevaron a cabo en cuatro estados de EE. UU., como lo son: Pensilvania, Norte de Dakota, Colorado y el Oeste de Virginia.

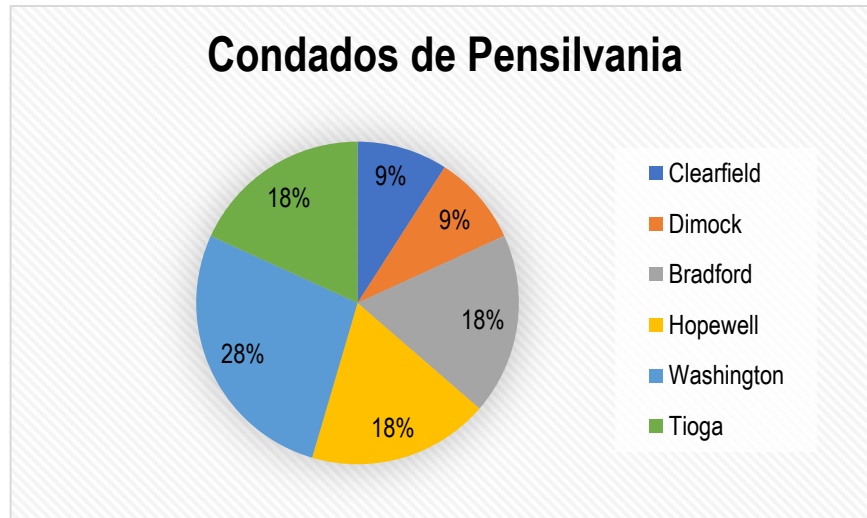
**Gráfica 2. Análisis de casos por estados**



Se puede apreciar en la gráfica que la mayor cantidad de incidentes ocurrieron en el Estado de Pensilvania (79%) y que los estados restantes tuvieron la misma cantidad de incidentes.

Siendo Pensilvania el estado más afectado, a continuación, se muestran los condados de Pensilvania en donde se desarrollaron los hechos, se puede notar que fue repetitivos los casos de contaminación en algunos condados, es decir, en más de una oportunidad se presentaron contaminaciones al medio ambiente.

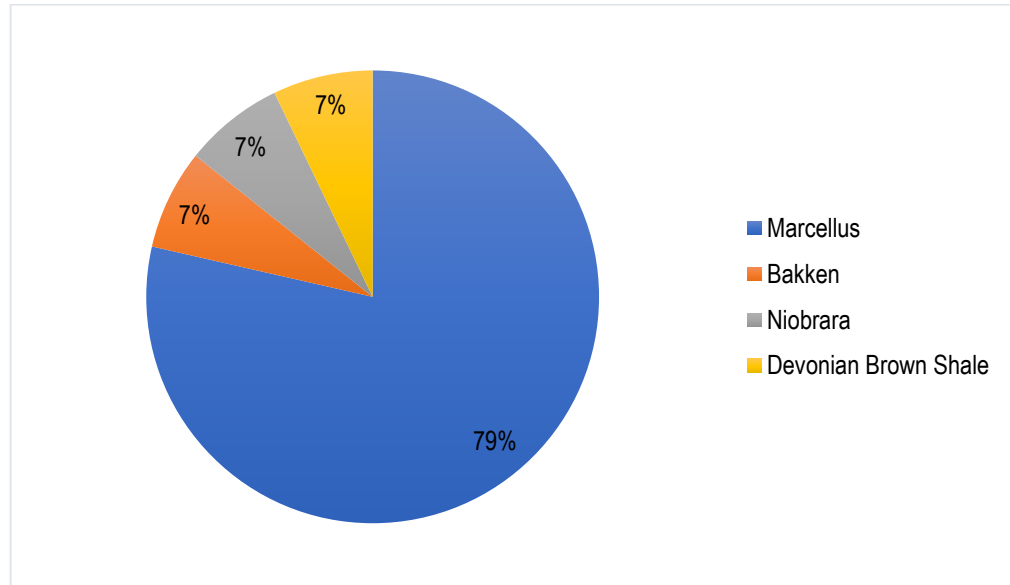
**Gráfica 3. Análisis de casos por condados de Pensilvania**



El condado que más desarrolló inconvenientes de casos de contaminación evidentemente es el condado de Washington seguido por los condados de Hopewell, Tioga y Bradford en los cuales se presentaron el mismo número de incidentes.

### 3.4.3 Análisis por shale

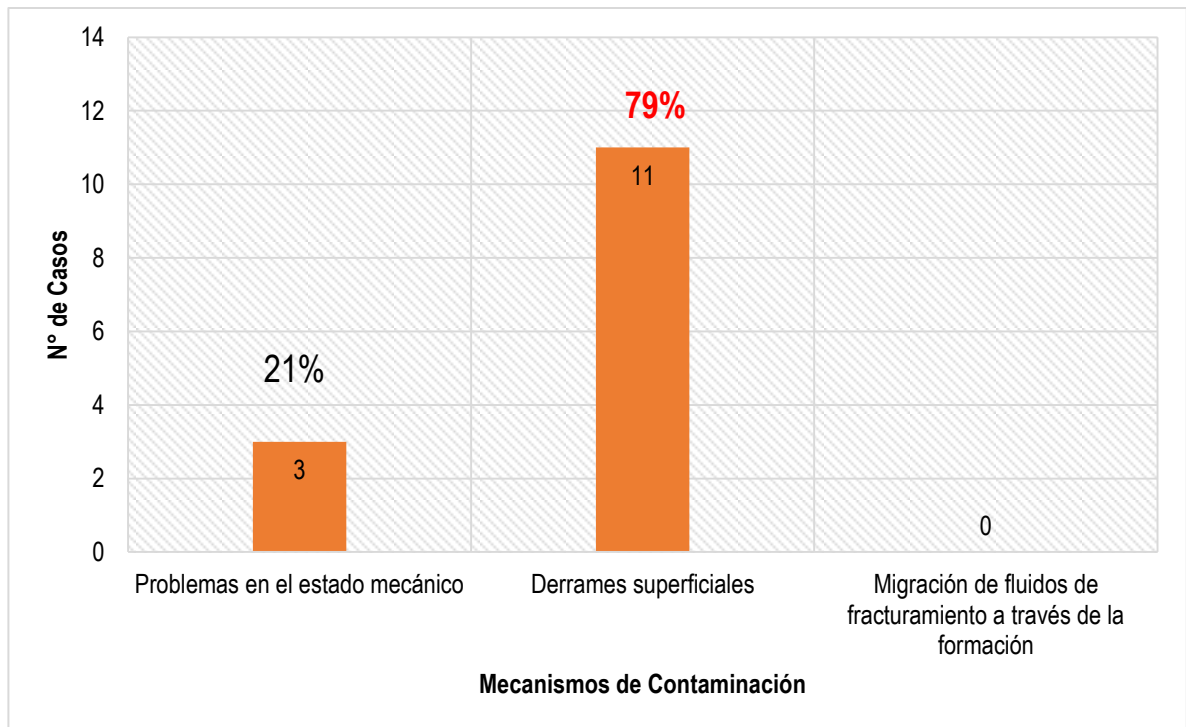
**Gráfica 4. Análisis de casos por shale plays afectados**



Cada uno de los estados anteriormente analizados pertenecen a una formación diferente, por lo cual este resultado es claro, aunque es importante resaltar lo afectado que fue el Shale Marcellus, con un 79% de los casos de contaminación.

**3.4.4 Análisis de mecanismos de contaminación.** Como se mencionó anteriormente los mecanismos de contaminación contemplados fueron los derrames superficiales, problemas en el estado mecánico del pozo y migraciones de fluidos a través de las formaciones.

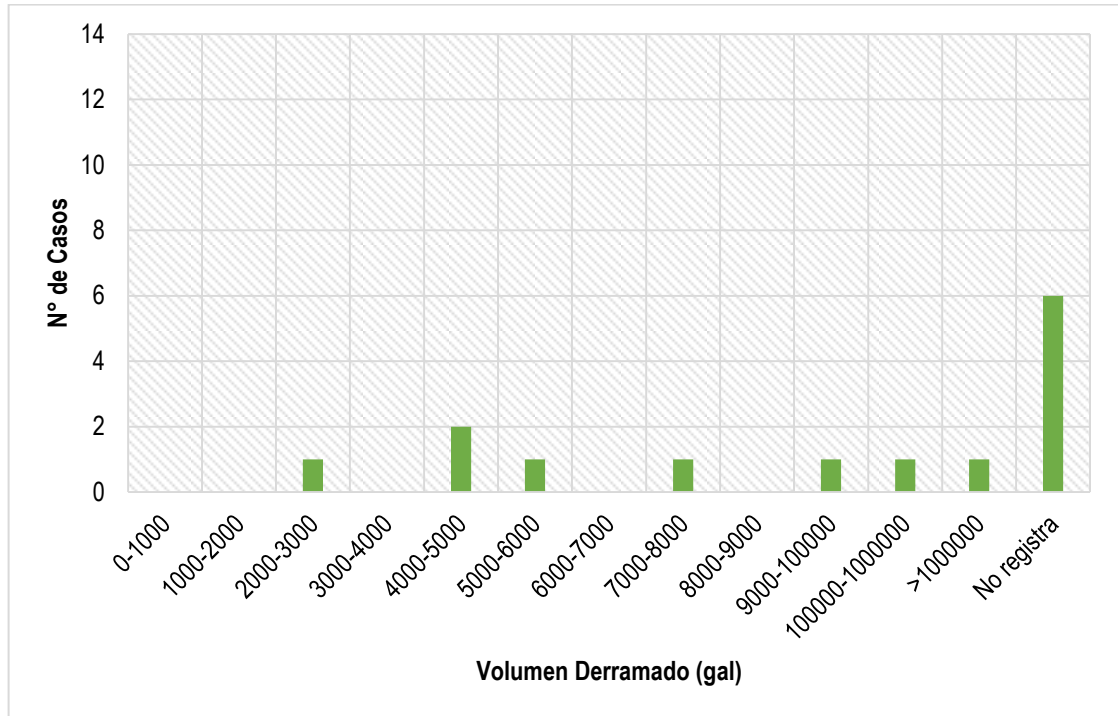
**Gráfica 5. Análisis de casos por mecanismos de contaminación**



De los 14 casos reportados se logró identificar que en la mayoría de ellos la contaminación se generó por derrames, es decir, este fue el escenario más representativo.

### 3.4.5 Análisis por volumen derramado

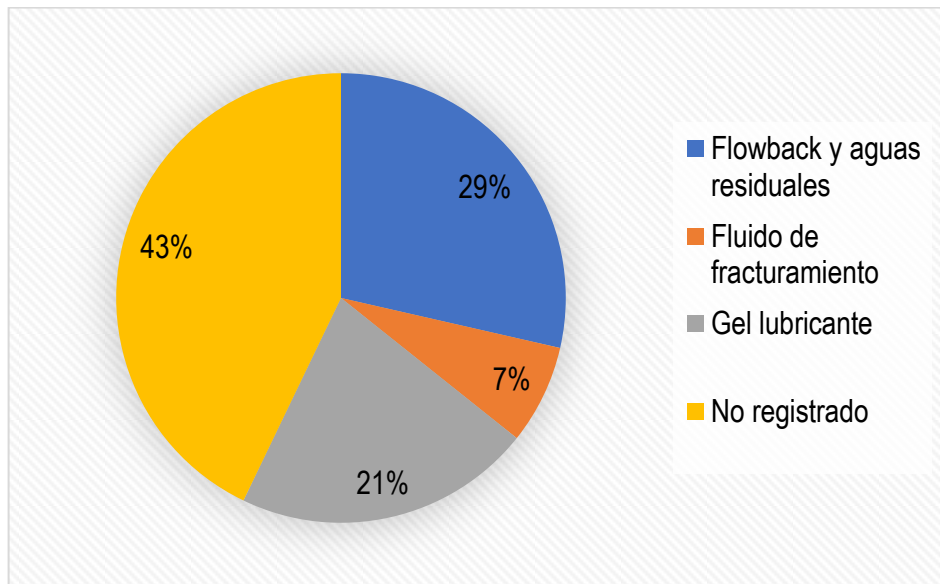
Gráfica 6. Análisis de casos por volumen derramado



El 43% de la data corresponde a los seis casos de contaminación que no reportaron un valor específico de volumen derramado. El mayor volumen liberado está por encima del millón de galones, de igual forma el 14% de los casos presentaron derrames de fluido entre 4000-5000.

### 3.4.6 Análisis por tipo de fluido derramado

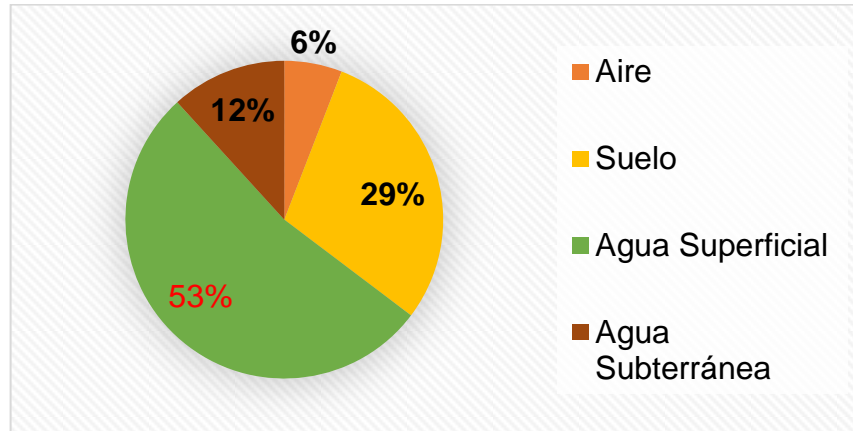
Gráfica 7. Análisis de casos por tipo de fluido derramado



En los casos de contaminación reportados no se derramó el mismo tipo de fluido, ya que muchos de los problemas se presentaron en etapas diferentes del fracturamiento y los estudios realizados no especificaron el tipo de fluido que se había derramado. El 43 % de los casos presentó este comportamiento, solo el 29% de los casos reportó fluido derramado como flowback.

### 3.4.7 Análisis del recurso afectado

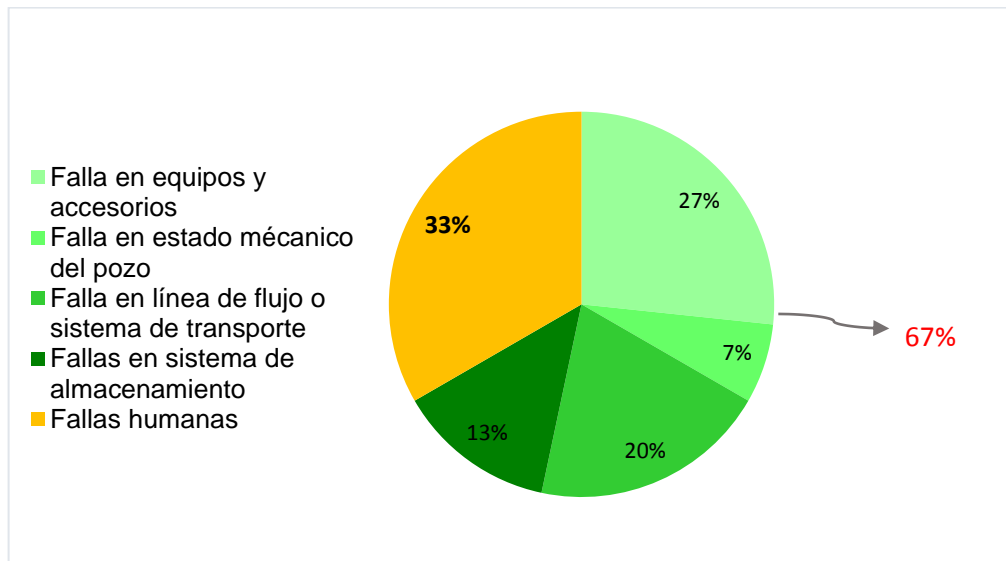
Gráfica 8. Análisis de casos por recurso afectado



El mayor recurso afectado fue los cuerpos de aguas superficiales con un 53 % de los casos reportados. Un 29% de los casos correspondió a la afectación del suelo y un 12% no menos importante correspondió a la afectación de acuíferos.

### 3.4.8 Análisis del tipo de incidente

Gráfica 9. Análisis de casos por el tipo de incidente



De acuerdo con el tipo de incidente presentado, un 33% de los casos reportados corresponde a fallas humanas, el 27% a fallas en los equipos y accesorios, el 20% a fallas en las líneas de flujo o sistema de transporte, el 13% a fallas en los sistemas de almacenamiento y el 7% restante asociado a fallas en el estado mecánico del pozo.

#### **4. ANÁLISIS COMPARATIVO ENTRE LA FORMACIÓN LA LUNA Y LOS SHALE MARCELLUS Y EAGLE FORD**

El objetivo de este capítulo es presentar una caracterización de ciertos parámetros geológicos, geoquímicos y petrofísicos de la formación La Luna de Colombia en la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM) comparada tanto con el shale Marcellus en la cuenca Appalachian en el estado de Pensilvania como la formación Eagle Ford en la cuenca Western Gulf de los Estados Unidos.

Se decidió trabajar con estas tres formaciones principalmente, porque de acuerdo con los resultados de la búsqueda de casos de contaminación, se logró identificar que en el shale Marcellus fue donde se presentó la mayor cantidad de problemas asociados a fluidos de fracturamiento, lo que la hace importante para un análisis; de igual forma se trabajará con la formación La Luna ya que en Colombia es la formación prospecto de yacimientos no convencionales más importante. La formación Eagle Ford se debe al alto grado de relación establecido respecto a La Luna según la fuente de información consultada y considerada.

El análisis consiste en comparar diferentes parámetros tales como la edad de la formación, la extensión areal, la profundidad de la unidad, el espesor, la porosidad, la permeabilidad, el gradiente de presión, la madurez térmica, el contenido orgánico total, formaciones suprayacentes e infrayacentes, entre otros.

Los shale plays actúan como roca generadora, roca sello y almacén, así mismo están constituidos por una matriz de grano muy fino (tamaño arcilla), con proporciones variables de sílice, arcilla y carbonato. Presentan valores muy bajos de permeabilidad y requieren de la estimulación hidráulica para la producción de hidrocarburos. Generalmente, los yacimientos tipo shale deben cumplir con una

serie de requisitos que los hacen económicamente viables<sup>68</sup>. En la tabla 4 se especifican dichas características.

**Tabla 6. Caracterización de los yacimientos tipo shale**

CARACTERÍSTICA	VALOR	COMENTARIO
Riqueza orgánica o Carbono Orgánico Total (COT)	Riqueza orgánica superior al 2% de COT que es el umbral mínimo establecido para shale gas y para los shale oil play puede ser menor	<2%COT, implica un menor potencial oleogénico, el volumen de hidrocarburo remanente en el yacimiento es considerablemente menor
Medida de la madurez térmica de la materia orgánica; valor de reflectancia de vitrinita (%Ro)	Ro ≥ 0,5%, preferiblemente por encima de 0,7%. Usualmente entre 0,7 a 1,2% se considera como un shale oil, y por encima de 1,2 a 3,2% como un shale gas	Es un factor clave ya que debe estar en ventana de generación de petróleo y/o gas para asegurar la presencia del fluido en el yacimiento
Espesor y extensión areal	> 98,42 pies de espesor y extensiones areales regionales a nivel de cuenca	Debido a la gran cantidad de perforaciones necesarias para poder explotar el recurso efectivamente se requiere que la roca madre posea espesores mayores al indicado
Fracturabilidad	Contenido de arcillas <40%, preferiblemente.	A la hora de la estimulación se necesitan valores de contenido de arcillas bajos. Las microfisuras favorecerían una mayor interconexión y presencia de fluido libre.
Capacidad de adsorción	La relación entre la cantidad de gas libre (en el espacio poroso) en relación con el gas adsorbido en la materia orgánica que genera hidrocarburos.	
Gradiente de presión (Sobrepresión) y profundidad de la unidad	La existencia de sobrepresión es un factor deseable, aunque no indispensable ya que provee de energía al sistema facilitando la recuperación de fluidos.	
Porosidad	La porosidad en estas rocas es de moderada a baja (<15%) y no presenta interconexión. Por lo general presentan, nanoporos (<1 micrón) y criptoporos (1-4 micrones) pero escasos microporos (> 4 micrones)	

<sup>68</sup> ASKENAZI, Andrés, et al. Analogía entre la Formación Vaca Muerta y Shale Gas/Oil Plays de EE. UU. YPF S.A. Society of Petroleum Engineers, 2013.

CARACTERÍSTICA	VALOR	COMENTARIO
Instalaciones de Superficie	La existencia de instalaciones en superficies y facilidades relacionadas en la logística son un factor clave a la hora de evaluar si un proyecto de esta naturaleza es rentable.	

Fuente: Modificado de ASKENAZI, A, et al. Analogía entre la Formación Vaca Muerta y Shale Gas/Oil Plays de EE. UU. YPF S.A. Society of Petroleum Engineers, 2013.

La calidad de los yacimientos de shale resulta de la combinación entre las características de dicha roca y de las fracturas inducidas en la misma, ya que fracturar hidráulicamente una lutita es equivalente a dotarla de condiciones permeables necesarias para que los hidrocarburos puedan ser movilizados. Además, el desarrollo de este tipo de yacimientos demanda fuertes inversiones, el uso de tecnologías avanzadas, la perforación de una alta densidad de pozos, estimulaciones hidráulicas continuas y una intensa gestión ambiental<sup>69</sup>.

#### 4.1 POTENCIAL DE SHALE PLAYS EN COLOMBIA

Colombia es el tercer país en Sur América con mayor potencial de yacimientos de shale gas y shale oil después de Argentina y Brasil<sup>70</sup>. Cuenta con un potencial de 6.800 millones de barriles de reservas de shale oil y 55 Tera pies cúbicos (Tcf) de reservas de shale gas, recursos tecnológicamente recuperables<sup>71</sup>, distribuidos en tres de sus principales cuencas; Catatumbo, Llanos y Valle Medio del Magdalena, y por excelencia asociadas a lutitas cretáceas ricas en materia orgánica, tales como la formación Capacho, Gachetá y la Luna, respectivamente. En la figura 6 se puede apreciar las cuencas de shale prospectivas en Colombia.

<sup>69</sup> ASOCIACIÓN ARGENTINA DE GEÓLOGOS Y GEOFÍSICOS DEL PETRÓLEO. Óp. Cit.

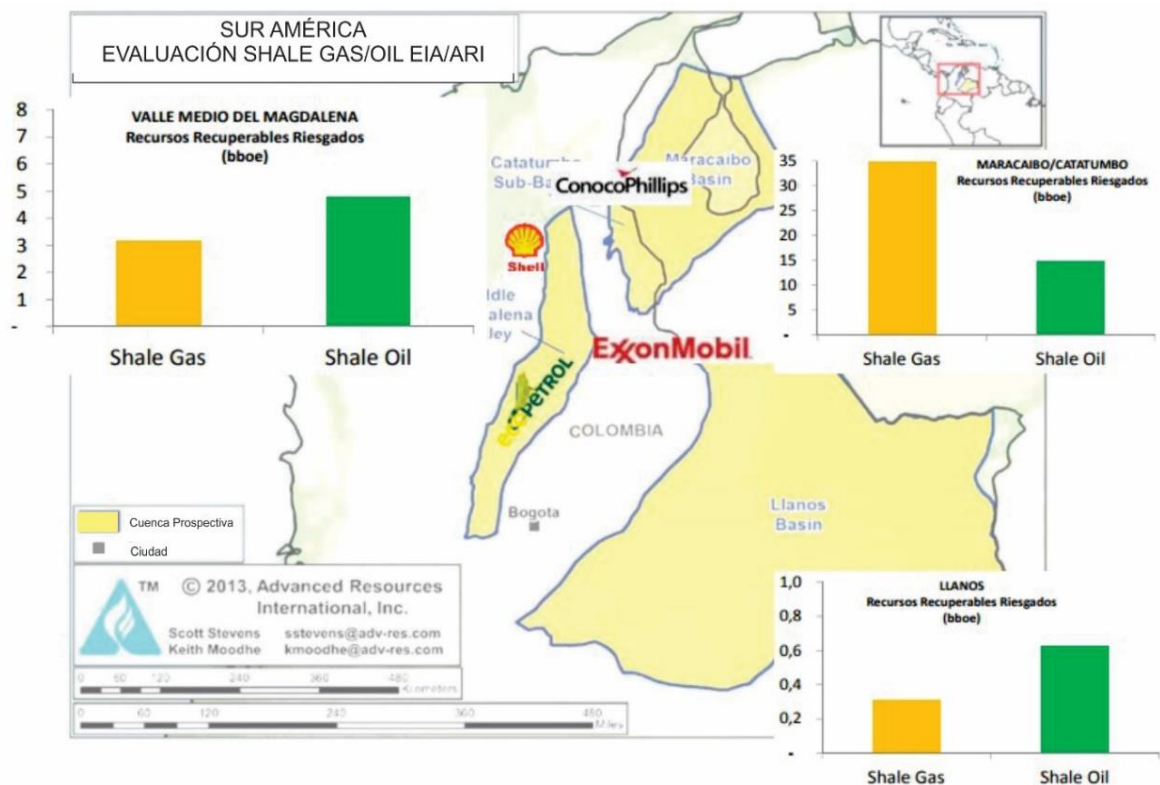
<sup>70</sup> MEJÍA MEJÍA, Nicolas. Resultados, Retos y Estrategias de Crecimiento del Sector de Hidrocarburos. Vicepresidencia de Promoción y Asignación de Áreas. ANH

<sup>71</sup> U.S. Energy Information Administration. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Northern South America. September 2015.

La figura 7 muestra las propiedades de los yacimientos y la extensión física de los particulares shale plays.

Adicionalmente se observa la columna estratigráfica correspondiente a las formaciones prospectivas en la figura 8.

**Figura 6. Potencial de hidrocarburos no convencionales en Colombia**



Fuente: Modificado de Asociación Petroquímica Y Química Latinoamericana (APLA). Potencial de hidrocarburos no convencionales en Colombia.

**Figura 7. Propiedades del shale gas en Colombia**

Datos básicos	Cuenca/ Área total	Valle Medio del Magdalena (13.000mi <sup>2</sup> )		Llanos (84,000 mi <sup>2</sup> )	Maracaibo/Catatumbo (23,000 mi <sup>2</sup> )			
	Formación Shale	La Luna/ Tablazo		Gacheta	La Luna/Capacho			
	Año geológico	Cretácico Superior						
	Ambiente deposicional	Marino		Marino	Marino			
Extensión Física	Área prospectiva (mi <sup>2</sup> )	2,390	200	1,820	7,280	4,290	5,840	
	Espesor (ft)	Rico Orgánicamente	1,000	1,000	600	1,000	1,000	1,000
		Neto	300	300	210	500	500	500
	Profundidad (ft)	Intervalo	3,300-16,400	3,300-10,000	13,000-16,400	5,000-15,000	5,500-15,000	6,000-15,000
Promedio		10,000	8,000	14,500	10,000	11,000	12,000	
Propiedades del yacimiento	Presión del Yacimiento	Alta sobre presión	Alta sobre presión	Alta sobre presión	Normal	Normal	Normal	
	COT promedio (%)	5.0%	5.0%	2.0%	5.0%	5.0%	5.0%	
	Madurez térmica (% Ro)	0.85%	1.15%	0.85%	0.85%	1.15%	1.60%	
	Contenido de arcilla	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	
Recurso	Fase gas	Gas asociado	Gas húmedo	Gas asociado	Gas asociado	Gas húmedo	Gas seco	
	Concentración de gas in situ (Bcf/mi <sup>2</sup> )	88	150.3	40.4	71.8	176.1	255.7	
	GIP con riesgo (Tcf)	11.7	16.8	18.2	183	264.4	522.7	
	Recurso recuperable con riesgo (Tcf)	14.1	4.2	1.8	18.3	52.9	130.7	

*mi: millas; ft: pies; Tcf: Tera pies cubicos; Bcf: Billones de pies cubicos*

Fuente: Modificado de U.S. Energy Information Administration. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Northern South America. Septiembre, 2015.

**Figura 8. Columna estratigráfica de las cuencas Catatumbo, Llanos y Valle Medio del Magdalena**

			CUENCAS DE COLOMBIA & VENEZUELA			
CUENCA			VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	MARACAIBO - CATATUMBO	LLANOS	
ERA	PERIODO	ÉPOCA	FORMACIÓN			
CENOZOICO	CUATERNARIO	PLEISTOCENO	ALUVIÓN	ALUVIÓN	NECESIDAD	
	TERCIARIO	PLIOCENO	MESA	GUAYABO	GUAYABO	
		MIOCENO	REAL	LEON	LEON	
			COLORADO	CARBONERA	CARBONERA	
		OLIGOCENO	MUGROSA			
		EOCENO	ESMERALDAS			
		PALEOCENO	LA PAZ	MIRADOR	MIRADOR	
	LISAMA		LOS CUERVOS	LOS CUERVOS		
	MESOZOICO	CRETÁCEO	SUPERIOR	UMIR	MITO JUAN	GUADALUPE
				LA LUNA	COLON	GACHETA
LA LUNA					UNE	
INFERIOR			SIMITI	CAPACHO		
			TABLAZO	AGUARDIENTE		
			PAJA	APON		
		ROSABLANCA	RIO NEGRO			
JURÁSICO			ARCABUCO/ GIRON	GIRON		
TRIÁSICO						

ROCA MADRE	YACIMIENTO CONVENCIONAL	AUSENTE / DESCONOCIDO
------------	-------------------------	-----------------------

Fuente: Modificado de U.S. Energy Information Administration. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Northern South America. September 2015.

**4.1.1 Administración de bloques para yacimientos no convencionales.** Las compañías petroleras como Ecopetrol, ConocoPhillips, ExxonMobil y Shell han iniciado la exploración de Shale en Colombia. El régimen fiscal petrolero colombiano se considera atractivo para la inversión extranjera, ya que la ANH ha realizado diferentes estudios e investigaciones con el fin de crear un modelo integrado de las cuencas con prospectividad para este tipo de yacimientos. Dentro de los estudios mencionados se tienen:

- 7 “Slim holes” en la cuenca Cordillera Oriental.
- Más de 7.000 Km de sísmica reprocesada.
- Modelos geoquímicos, petrofísicos y estratigráficos.
- Inversión por encima de 30 mil millones COP en estudios del subsuelo.

La ANH hasta la ronda 2014 ha adjudicado 7 contratos para la exploración y producción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales y la inversión estimada en este tipo de proyectos es alrededor de 1 Billón de Dólares<sup>72</sup>. La tabla 7 contiene este tipo de información.

**Tabla 7. Bloques adjudicados para yacimientos no convencionales**

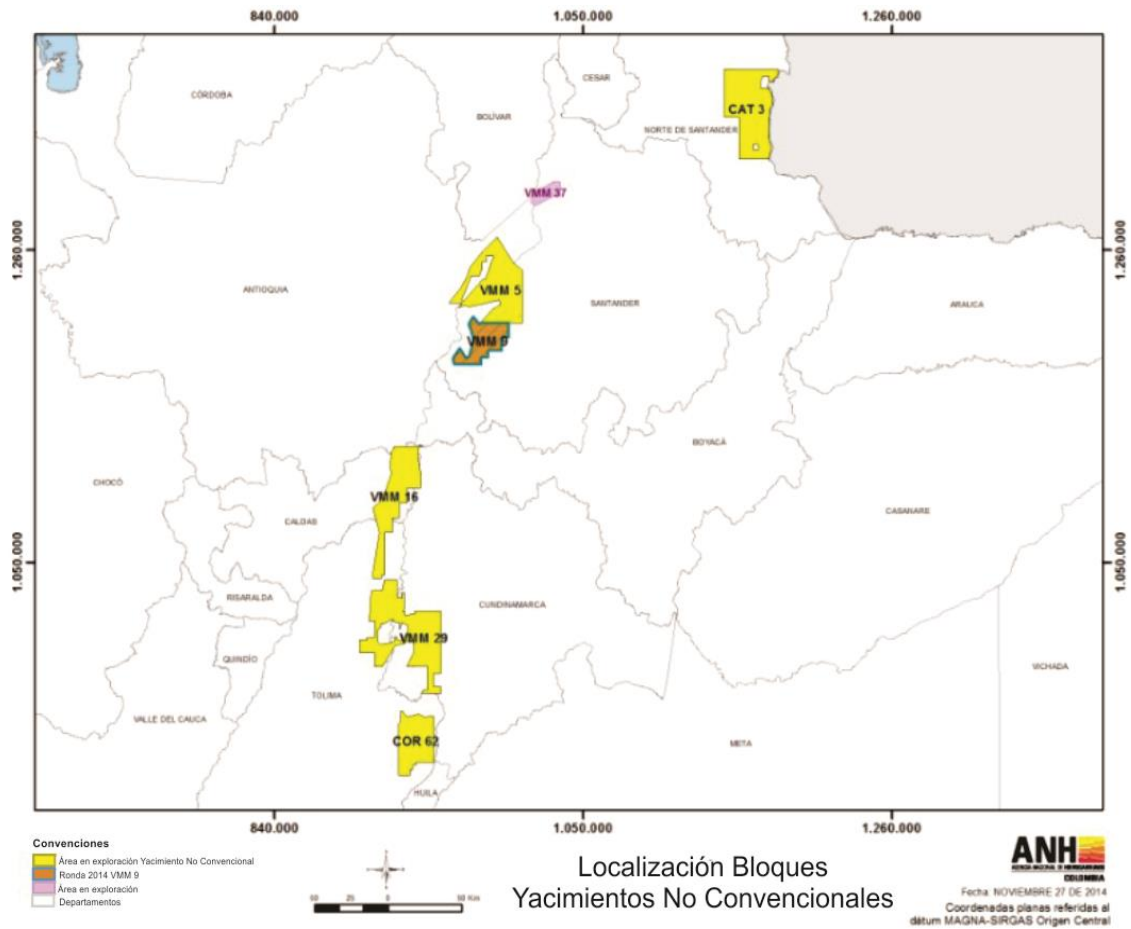
RONDA	BLOQUE	CONTRATISTA
Ronda Colombia 2012	COR 62	Unión Temporal – Ecopetrol - Exxon Mobil
	CAT 3	Ecopetrol
	VMM 5	Ecopetrol
	VMM 16	Ecopetrol
	VMM 29	Unión Temporal- Ecopetrol- Exxon Mobil
Ronda Colombia 2014	VMM 09	Parex Resources
Ronda Colombia 2010	VMM 37	Unión Temporal Exxon Mobil – Patriot Energy

Fuente: MEJÍA MEJÍA, Nicolás. Resultados, Retos y Estrategias de Crecimiento del Sector de Hidrocarburos. Vicepresidencia de Promoción y Asignación de Áreas. ANH.

La figura 9 ilustra el mapa de los bloques adjudicados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos para yacimientos no convencionales en Colombia. Además, la figura 10 representa el área prospectiva de la cuenca del Valle Medio del Magdalena.

<sup>72</sup> MEJÍA MEJÍA, Óp. cit.

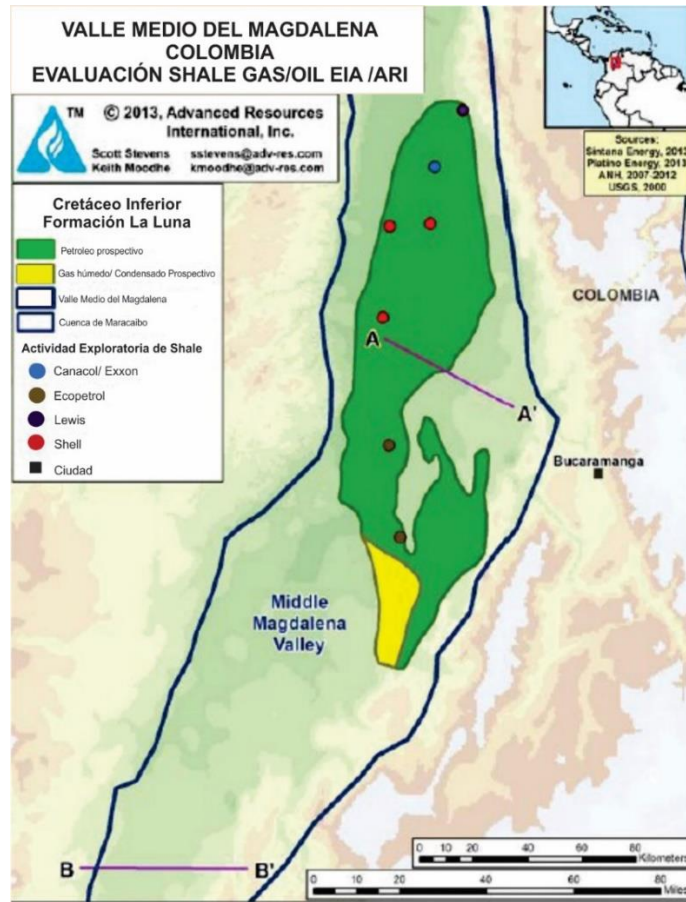
**Figura 9. Mapa de los bloques adjudicados para yacimientos no convencionales**



Fuente: Modificado de MEJÍA MEJÍA, Nicolás Resultados, Retos y Estrategias de Crecimiento del Sector de Hidrocarburos. Vicepresidencia de Promoción y Asignación de Áreas. ANH.

**4.1.2 Formación La Luna.** Por excelencia es una roca generadora de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, se ha transformado en los últimos años en una unidad que alberga un potencial sin precedentes, caracterizándola como un “sweet spot” o punto dulce; en otros términos, es un área objetivo dentro de la extensión productiva o del yacimiento la cual representa el mejor índice de producción de hidrocarburos.

**Figura 10. Área prospectiva y de exploración de shale en la cuenca del Valle Medio Magdalena (VMM)**



Fuente: Modificado de U.S. Energy Information Administration. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Northern South America. Septiembre 2015.

La Formación La Luna, es una secuencia cretácea situada en la cuenca del Valle del Magdalena Medio (VMM), congregada por lutitas calcáreas y calizas, de color negro, con alto contenido de foraminíferos (*Globigerina*) y con concreciones calcáreas y fosfatadas. Estratigráficamente en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, la formación se encuentra infrayacida por la Formación Simití y suprayacida por la Formación Umir. La depositación de esta secuencia obedece a uno de los eventos anóxicos mundiales que tuvo lugar durante el cretáceo

superior, más precisamente entre el Coniaciano-Turoniano-Santoniano, este evento permitió la acumulación de grandes cantidades de materia orgánica<sup>73</sup>.

Tres miembros comprenden la formación la Luna: El superior Galembo, conformado por shales calcáreos negros con intercalaciones de calizas arcillosas, depositado en un ambiente marino de condiciones más someras que los miembros subyacentes; el intermedio Pujamana, que consiste en shales calcáreos de color gris a negro; y el miembro inferior Salada, constituido por shales limosos negros con delgadas capas de caliza negra y concreciones de pirita. El ambiente de deposición en general es marino de aguas relativamente poco profundas, con poca ventilación en el fondo<sup>74</sup>.

Los valores de carbono orgánico total (TOC) para Galembo oscilan entre 1,09% y 11,90% y Salada de 2,15% a 11,90% con querógeno tipo IIS (contenidos de materia orgánica marina rica en compuestos de azufre). Los hidrocarburos líquidos presentes en la parte norte y central de la cuenca del VMM, y los condensados y los gases secos / húmedos están relacionados con las áreas meridionales.<sup>75</sup>

La porosidad SEM (Microscopía Electrónica de Barrido) media del área total para Galembo es de 8,5% y para los miembros de Salada de 8,11%. Esta evaluación primaria indica un buen potencial para un sistema de shale oil/ gas, donde existe un buen contenido de materia orgánica; la formación alcanzó niveles de madurez para la generación de hidrocarburos y tiene una porosidad relativamente alta para el almacenamiento de petróleo y / o gas. Los espesores en el afloramiento varían

---

<sup>73</sup> PACHECO, Paula; CARDONA, Agustín; CORTÉS, Farid. Caracterización composicional y de capacidad de almacenamiento en muestras de superficie de las formaciones Conejo y La Luna (Valle medio del Magdalena y Cordillera Oriental): Implicaciones para la evaluación del shale gas cretácico en Colombia. Boletín de Ciencias de la Tierra. 2014. p. 9

<sup>74</sup> SUÁREZ, Carlos. Arenas basales del Cretáceo inferior, potencial roca hidrocarburífera en la región central de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia. Universidad Nacional de Colombia. 2016. p. 164

<sup>75</sup> TORRES, SLATT, PHILP, BRIEN, RODRÍGUEZ. Unconventional Resources Assessment of La Luna Formation in the Middle Magdalena Valley Basin, Colombia. 2015

de 180-720 pies para Galembó, 300-400 pies para Salada y 500 pies para el miembro transicional Pujamana.<sup>76</sup>

## 4.2 POTENCIAL DE SHALE PLAYS EN ESTADOS UNIDOS

Estados Unidos ocupa el segundo lugar después de Rusia dentro del top diez de países con mayores recursos de shale oil técnicamente recuperables y cae a la posición cuatro, anticipado por China, Argentina y Argelia<sup>77</sup>, países con altos recursos de shale gas recuperables según una publicación emitida por la Administración de Información de Energía (EIA) del estado americano en junio 2013. El potencial de shale oil se estima alrededor de los 58 billones de barriles y 665 Tera pies cúbicos de gas respectivamente.

La figura 11 ilustra un mapa de los Estados Unidos donde se logra identificar los shales plays más representativos respecto a su potencial hidrocarburífero, extensión areal y productividad. Entre ellos se tienen el shale Marcellus, Eagle Ford, Haynesville, Barnett, Utica, Fayetteville, Woodford, Bakken, Antrim, entre otros.

---

<sup>76</sup> Ibid.

<sup>77</sup> EIA. Technically recoverable shale oil and shale gas resources: An Assessment of 137 shale formation in 41 countries outside the United States. 2013.

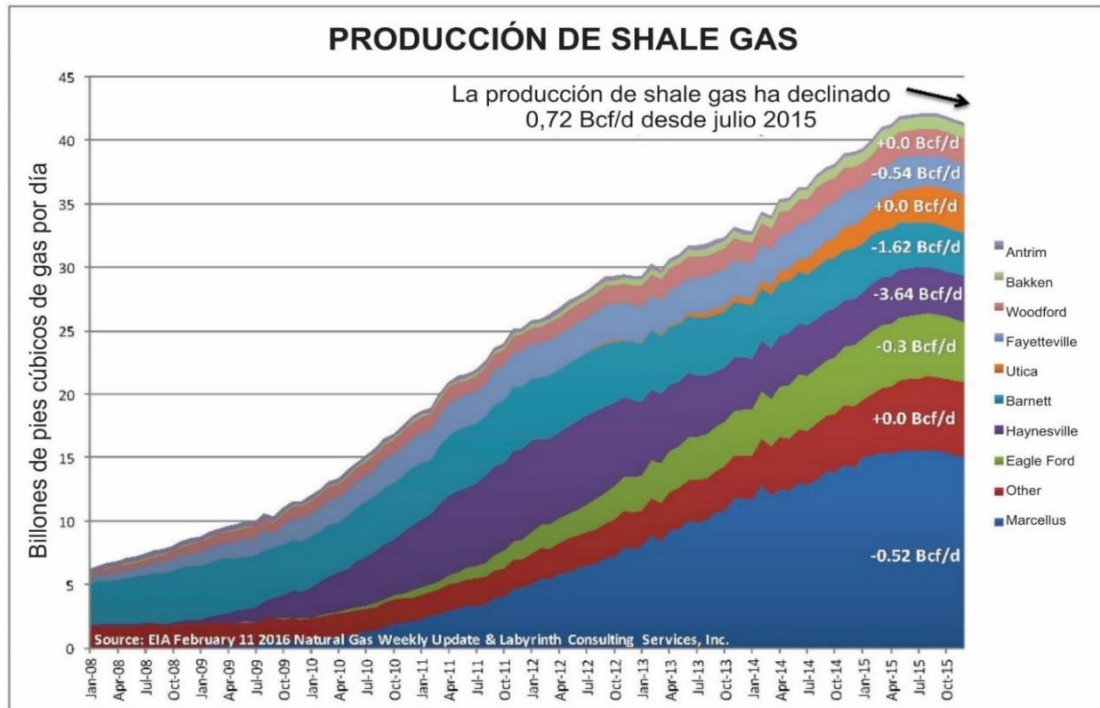
**Figura 11. Shale plays representativos de los Estados Unidos**



Fuente: Modificado de Energy Information Administration. Shale gas and oil plays, Lower 48 states. Tomado de: [https://www.eia.gov/maps/images/shale\\_gas\\_lower48.pdf](https://www.eia.gov/maps/images/shale_gas_lower48.pdf)

La figura 12 representa la producción de shale gas en billones de pies cúbicos por día (Bcf) de Estados Unidos. Para mayor claridad, un billón es equivalente a una tera. Según el gráfico ilustrado, la producción de shale gas ha declinado 0,72 Bcf/d desde julio del 2015. El máximo de producción osciló alrededor de los 48, 13 Bcf/d en el 2015.

**Figura 12. Producción de shale gas de Estados Unidos**



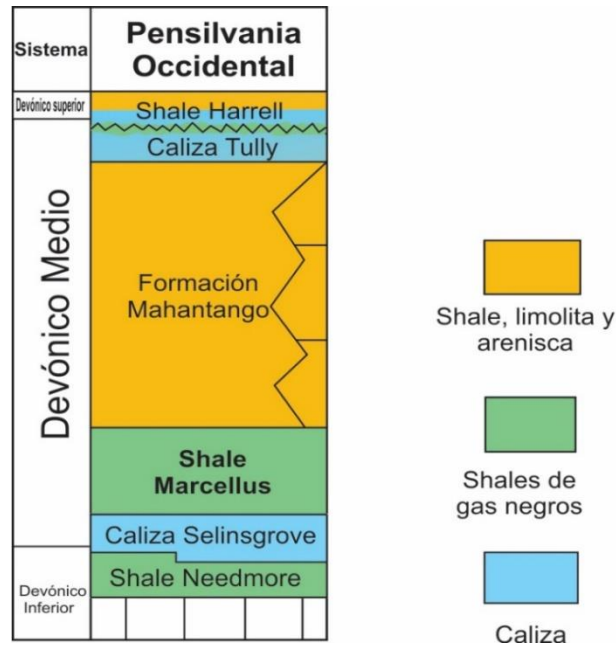
Fuente: Modificado de BERMAN, Antoine. What Really Controls Oil Prices? Febrero 2016.

**4.2.1 Shale Marcellus.** Es el shale play más extenso en área superficial (60.800.000 acres) de edad geológica que corresponde al periodo Devónico Medio. Está presente dentro de las fronteras de siete estados al Noreste de Estados Unidos, en especial el área central, comprendida por los estados de Pensilvania, Virginia Occidental y Nueva York, los cuales poseen el mejor potencial debido a que el espesor de la lutita supera los 45 pies, motivo por el cual hace que esta área sea atractiva para la actividad exploratoria, la perforación y desarrollo del recurso no convencional. La profundidad de producción estimada se encuentra entre los 4000 y 8500 pies.

Marcellus está dividida en tres miembros formales. El miembro inferior, rico en materia orgánica y pirita, conformado por lutitas grisáceas a negruzcas con concreciones de caliza y arcillolita; hacia su base aparecen intercalaciones de

limolita. El miembro medio, presenta intercalación de calizas y lutitas cálcicas. El miembro superior está comprendido por dos unidades: Lutitas negras basales que se asemejan al miembro inferior y una unidad superior de lutitas grises. De acuerdo con lo observado en la columna estratigráfica de la sección Devónico Medio- Oeste de Pensilvania ilustrado en la figura 13 las calizas de Selinsgrove (Grupo Onondaga) y las lutitas de Mahantango, infrayacen y suprayacen el shale Marcellus respectivamente.<sup>78</sup>

**Figura 13. Columna estratigráfica del shale Marcellus (Oeste de Pensilvania-Devónico Medio)**



Fuente: Modificado de GEOSCIENCE NEWS AND INFORMATION. Marcellus Shale - Appalachian Basin Natural Gas Play. [En Línea]. Disponible en: <http://geology.com/articles/marcellus-shale.shtml>.

<sup>78</sup> MADDEN, Brian., VOSSOUGH, Shapour. US Shale Gas and Tight Oil Boom-The Opportunities and Risks for America. Revista SPE. 2013. p. 19

El contenido de carbono orgánico total (TOC) varía rápidamente de un lugar a otro y de un estrato a otro. El potencial de roca fuente es excelente tanto en los miembros inferiores como superiores. Hacia el Noroeste como el Noreste se logran identificar dos conjuntos de fracturas naturales. Dichas fracturas se atribuyen a esfuerzos tectónicos locales y regionales, elevación y erosión de la sobrecarga estratigráfica, y compactación mecánica de las rocas.

La porosidad tiene dos componentes: interpartícula (o porosidad matricial) y fracturas abiertas. La porosidad promedio varía alrededor del 6% a 10%. La saturación de gas varía entre 55% y 80%, mientras que la saturación de agua varía entre 20% y 45 %. La producción de agua de formación es casi nula, sugiriendo que el Shale no posee agua libre o que la permeabilidad relativa para el agua es cero.<sup>79</sup>

**4.2.2 Eagle Ford.** La formación shale de Eagle Ford es una roca sedimentaria con un alto contenido de carbonato de acuerdo con las muestras obtenidas en las decenas de pozos perforados; esta composición de carbonato facilita el fracturamiento de la formación; así mismo la roca tiene porosidad y permeabilidad mucho mayor que otros shales.

El shale Eagle Ford produce actualmente aceite, condensado y gas; y ha sido el más importante descubrimiento de hidrocarburos no convencionales de los últimos años. Se encuentra ubicada en el sur de Texas y alcanza la frontera con México, cerca del condado de Maverick y se extiende hasta el condado de Dewitt en el sureste de Texas. El primer pozo fue perforado en el año 2008 por la empresa Petrohawk, descubriendo el campo hoy conocido como Hankville en el condado La Salle del Sur de Texas.<sup>80</sup>

---

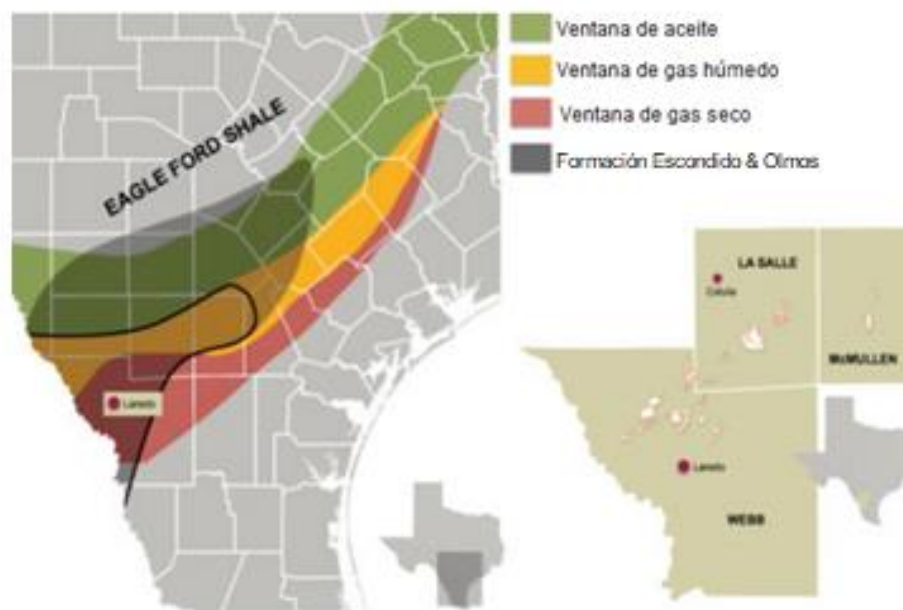
<sup>79</sup> Ibid.

<sup>80</sup> LOBO, Luis Vielma. Shales: la nueva frontera de los hidrocarburos (II). Revista The Journal of the Power Resources. 2012

Es una formación del periodo cretácico con una edad geológica de unos 90 millones de años. La formación se encuentra ubicada a una profundidad de unos 2.500 pies en su parte menos profunda y hasta unos 15.000 pies en su parte más profunda, con espesores variables hasta de 350 pies<sup>81</sup>.

Los líquidos se encuentran en las zonas menos profundas de la parte central y parte alta del play y el gas en las zonas de mayor presión, más profundas y maduras. La empresa Pioneer Natural Resources informó que tienen estimados que muestran una cantidad de aceite en sitio que pudieran superar los 25 mil millones de barriles y el gas pudiera superar los 150 TCF; estas cifras superan los descubrimientos recientes de Brasil y West África.<sup>82</sup>

**Figura 14. Ventana de hidrocarburos Shale Eagle Ford**



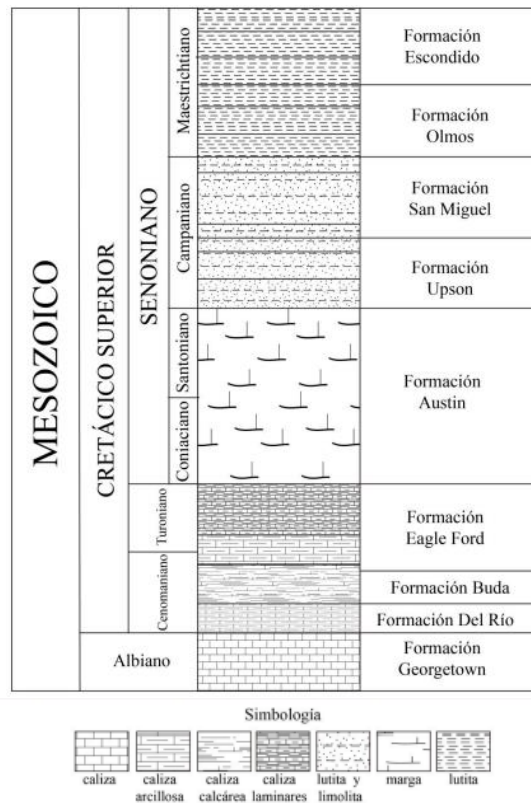
Fuente: Modificado de LOBO, Luis Vielma. Shales la nueva frontera de los hidrocarburos (II). The Journal of the Power Resources. 2012 [En Línea]. Disponible en: [http://www.cbmex.com.mx/articulos/articulo\\_junio2012.pdf](http://www.cbmex.com.mx/articulos/articulo_junio2012.pdf).

<sup>81</sup> LOBO, Luis Vielma. Shales la nueva frontera de los hidrocarburos (II). Ingeniería de Exploración y Producción. The Journal of the Power Resources. 2012

<sup>82</sup> LOBO, Óp. Cit.

En la figura 14 se ilustra la sección de aceite, la cual se encuentra en la parte norte del play; la sección de condensado se encuentra en la parte media y la sección de gas seco se encuentra hacia el sur, a mayores profundidades. La mayoría de las empresas están perforando en las secciones de aceites y condensados del play, desde que los precios del gas declinaron de manera considerable para impactar las economías del shale<sup>83</sup>.

**Figura 15. Columna estratigráfica del shale Eagle Ford**



Fuente: Modificado de SILVA, Luis Encarnación. Estratigrafía y Microfacies de las capas de la formación Eagle Ford en el Noroeste de México. Implicaciones paleoecológicas y paleogeográficas. Universidad Autónoma de Nuevo León. 2014.

<sup>83</sup> *Ibíd.*, p.2

La figura 15 representa la columna estratigráfica correspondiente al shale Eagle Ford el cual consta de tres secciones: la unidad inferior compuesta por areniscas grisáceas a cafés, limolitas y lutitas con fragmentos re TRABAJADOS de nódulos de fosfatos; la unidad media destacando lodolitas calcáreas intercaladas con caliza y limolitas y horizontes de bentonita y la unidad superior la cual consta de lodolitas calcáreas con capas delgadas de limolita, concreciones calcáreas abundantes y un horizonte distintivo con peces hacia su parte superior.<sup>84</sup>

Las formaciones que suprayacen e infrayacen respectivamente a este shale corresponden a la formación Austin, el cual abundan rocas calcáreo-arcillosas y la formación Buda, compuesta por calizas de estratificación delgada a media con intercalaciones de lutita hacia la parte superior.

#### **4.3 COMPARACIÓN SHALE PLAYS LA LUNA, MARCELLUS Y EAGLE FORD**

En la tabla 8, se recopilan los valores de algunas propiedades geológicas, geoquímicas y petrofísicas tanto de la formación la Luna como los shales Marcellus y Eagle Ford. Los datos o valores citados fueron tomados de diferentes fuentes, diferentes autores y diversas publicaciones. La mayoría de ellos son valores promedio, debido a los rangos que estos solían manejar. Se aclara que los pies de página citados en la tabla 8 son independientes a las citadas en el resto de este documento.

---

<sup>84</sup> SILVA, Luis Encarnación. Estratigrafía y Microfacies de las capas de la formación Eagle Ford en el Noroeste de México. Implicaciones paleoecológicas y paleogeográficas. 2014

**Tabla 8. Propiedades geológicas, geoquímicas y petrofísicas de la formación la Luna y los shale Marcellus y Eagle Ford**

Propiedad	Parámetros	Fm La Luna	Fm Marcellus	Fm Eagle Ford
<b>Propiedades Geológicas</b>	Cuenca	VMM <sup>i</sup>	Appalachian <sup>ii</sup>	Western Gulf <sup>iii</sup>
	Edad (Millones de años)	145 <sup>iv</sup>	410 <sup>v</sup>	90 <sup>vi</sup>
		Cretácico <sup>vii</sup>	Devónico <sup>viii</sup>	Cretácico <sup>ix</sup>
	Profundidad (ft)	14.000-16.000 <sup>x</sup>	4.000-8.500 <sup>xi</sup>	2.500-15.000 <sup>xii</sup>
	Espesor Neto (ft)	300 <sup>xiii</sup>	50-200 <sup>xiv</sup>	100-330 <sup>xv</sup>
	Área Cuenca (acres)	1.529.600 <sup>xvi</sup>	60.800.000 <sup>xvii</sup>	3.000.000 <sup>xviii</sup>
	Miembro Superior	Galebo <sup>ix</sup>	Oatka Creek <sup>xx</sup>	Arcadia Park <sup>xxi</sup>
	Miembro Medio	Pujamana <sup>xxii</sup>	Cherry Valley <sup>xxiii</sup>	Britton <sup>xxiv</sup>
	Miembro Inferior	Salada <sup>xxv</sup>	Union Springs <sup>xxvi</sup>	Tarrant <sup>xxvii</sup>
	Formación Suprayacente	Fm Umir <sup>xxviii</sup> (Shale)	Fm Mahantango <sup>xxix</sup> (Shale)	Fm Austin <sup>xxx</sup> (R. Calcárea)
Formación Infrayacente	Fm Simiti <sup>xxxi</sup>	Fm Onondaga <sup>xxxii</sup>	Fm Buda <sup>xxxiii</sup>	
<b>Propiedades Geoquímicas</b>	TOC (%)	2,0 - 7,0 <sup>xxxiv</sup>	3,0 - 12 <sup>xxxv</sup>	4,5 – 5,5 <sup>xxxvi</sup>
	Madurez Térmica (%Ro)	0,7-1,0 <sup>xxxvii</sup>	0,5 - 2,0 <sup>xxxviii</sup>	0,68 – 1,5 <sup>xxxix</sup>
	Tipo de Querógeno	II <sup>xl</sup>	II-III <sup>xli</sup>	II <sup>xlii</sup>
<b>Propiedades Petrofísicas</b>	Porosidad Promedio	8,3 <sup>xliii</sup>	10,0-11,0 <sup>xliv</sup>	5-15 <sup>xlv</sup>
	Permeabilidad Promedio (milidarcies)	0,017 <sup>xlvi</sup>	0,0006 <sup>xlvii</sup>	0,001 – 0,0015 <sup>xlviii</sup>
	Gradiente de Presión (psi/ft)	0,55 - 0,8 <sup>xlix</sup>	0,15-0,40 <sup>l</sup>	0,4 – 0,65 <sup>li</sup>

\* Las referencias de la tabla 8 se encuentran citadas en el anexo A.

#### 4.3.1 Análisis de las propiedades geológicas

- El periodo geológico tanto para la formación La Luna como Eagle Ford corresponde al Cretácico que inició hace 145 millones de años, donde un ambiente de depositación marino de aguas relativamente poco profundas y de escasa ventilación en el fondo, permitió la acumulación de grandes cantidades

de materia orgánica. La lutita Marcellus es mucho más antigua ya que corresponde al Devónico de 410 millones de años, donde los sedimentos más finos fueron transportados y depositados como turbiditas más allá de la costa en condiciones anóxicas.

- La extensión areal de la cuenca del VMM representa el 2,52 % de la cuenca Appalachian, el shale Marcellus es aproximadamente 39 veces más extenso que la formación La Luna; de igual forma, la formación Eagle Ford es aproximadamente 1,96 veces más extenso que la Luna.
- La profundidad de la formación la Luna en el área prospecto de la cuenca del VMM para la explotación no convencional de los hidrocarburos presentes, se encuentra alrededor de los 14.000 y 16.000 pies, mientras que para Marcellus oscila entre 4.000 - 8.500 pies, por lo tanto, la Luna está aproximadamente a 8.750 pies más profundo que el shale Marcellus. La formación Eagle Ford se encuentra en profundidad similar a la formación La Luna acorde el rango considerado.
- El espesor neto de la formación la Luna y Eagle Ford es mayor respecto a Marcellus con una diferencia promedio de 175 pies. Es importante mencionar que las dos primeras formaciones coinciden con el espesor estimado.
- Evidentemente la formación la Luna y Eagle Ford se encuentra a mayor profundidad, propiedad la cual intrínsecamente está relacionada con el gradiente de presión de la formación. Los gradientes promedios corresponden a 0,675 psi/ft para la Luna y Eagle Ford, y 0.275 psi/ft para Marcellus. Tomando como referencia el gradiente de presión hidrostático normal del agua dulce de 0,433 psi/ft, los anteriores valores estimados de los gradientes promedios corresponden a formaciones sobrepresionadas y subpresionadas respectivamente.

La importancia que tiene una formación geológica al encontrarse sobrepresionada, le permite generalmente almacenar la mayor cantidad de hidrocarburos, la hace fácilmente fracturable debido a la reducción del estrés efectivo y facilita la recuperación de los fluidos. A mayor profundidad y madurez, mayor será el gradiente de presión.<sup>85</sup>

- Tanto la formación la Luna como el shale Marcellus están comprendidos y guardan similitudes litológicas debido a los tres miembros que las comprenden, designados como miembro superior, medio e inferior; hacia el tope abundan shales calcáreos grises y negros, en la sección media, intercalaciones de calizas arcillosas y lutitas cálcicas, y hacia la base shales limosos negros con delgadas capas de caliza negra y concreciones de pirita, concreciones de caliza y arcillolita.
- Las formaciones suprayacentes tales como la formación Mahantango, principalmente constituido por shales y calizas grisáceas, cafés y olivas, con abundantes fósiles marinos; y la formación Umir, un conjunto de shales grises a negros, carbonosos, micáceos, con concreciones ferruginosas e intercalaciones cada vez más abundantes hacia el techo con areniscas líticas, limolitas grises y presencia de mantos explotables de carbón; por lo cual se puede observar que las dos formaciones guardan cierto tipo de relación en común entorno a la litología descrita. A diferencia de las formaciones infrayacentes tales como la formación Selinsgrove (Grupo Onondaga), formado principalmente por calizas y la formación Simití, un conjunto de shales carbonosos, grises a negros, laminados y blandos, localmente calcáreos con concreciones comúnmente fosilíferas, lo que hace que las dos formaciones difieren respecto a su litología.

---

<sup>85</sup> ASKENAZI, Andrés, et al. Analogía entre la Formación Vaca Muerta y Shale Gas/Oil Plays de EEUU. Revista SPE. 2013. p. 20

La formación Eagle Ford se caracteriza acorde su litología a calizas calcáreas, laminares, arcillosas, areniscas grisáceas a cafés, limolitas, lodolitas calcáreas intercaladas con caliza y limolitas, concreciones calcáreas abundantes y un horizonte distintivo con restos fosilíferos de peces. El común denominador entre las tres formaciones considerando la litología descrita es principalmente calizas arcillosas.

#### **4.3.2 Análisis de algunas propiedades geoquímicas**

- El porcentaje de riqueza orgánica presente en el shale Marcellus es más alto (3-12%) y de rango más variable comparado con la formación la Luna (2-7%) y la formación Eagle Ford (4,5-5,5%), por lo tanto, aunque las tres rocas madres son de excelente riqueza debido a que sobrepasan el umbral mínimo establecido tanto para shale gas como shale oil, es evidente que Marcellus puede contener mayor volumen de gas remanente en el yacimiento, se debe tener en cuenta que solo la medida de esta propiedad no garantiza lo anteriormente dicho, ya que la materia orgánica podría no convertirse en hidrocarburo.
- Madurez térmica (% Ro): El porcentaje de reflectancia de vitrinita que presenta la formación la Luna, se consideraría según el valor obtenido (0,7-1%) en ventana de generación de petróleo, de igual forma para la formación Eagle Ford con un % Ro que oscila entre 0,68-1,5; mientras que la formación Marcellus considerando el valor referenciado (0,5 -2%) en ventana de generación de gas, asegurando la presencia de fluidos hidrocarburos en el yacimiento.

#### **4.3.3 Análisis de algunas propiedades petrofísicas**

- Permeabilidad promedio: La formación la Luna y Eagle Ford presenta una mayor permeabilidad promedio de 0,017 y 0,008 milidarcies respectivamente; a

diferencia de Marcellus (0,0006 milidarcies), por ende, podría presentarse una mayor comunicación entre los poros permitiendo que tanto los fluidos presentes en el yacimiento como el gas sean recobrados fácilmente. Cabe aclarar que estos valores son experimentales, resultados de análisis petrofísicos llevados a cabo en laboratorio, por lo tanto, estos pueden variar.

- Porosidad promedio: La formación Eagle Ford presenta los mayores valores de porosidad (5-15 %) comparado con la formación La Luna (8,3%) y Marcellus (10-11%), por lo tanto, se puede concluir que este primer play presenta mayor capacidad de almacenamiento, pero a su vez, es importante considerar el rango el cual oscila.

## **5. ANÁLISIS DE LOS CASOS DE CONTAMINACIÓN OCURRIDOS EN ESTADOS UNIDOS DENTRO DEL MARCO LEGAL DE COLOMBIA**

Los casos de contaminación ocurridos en Estados Unidos presentaron un factor común, las empresas operadoras de los pozos violaron o no realizaron en la mayoría de casos los procedimientos contemplados en el marco legal ambiental establecido para cada estado. Se presentaron inconvenientes en el momento de reportar el problema y de igual forma se realizaron malas prácticas al momento de iniciar las actividades de remediación, aunque las empresas fueron multadas quizá muchos de esos sucesos se pudieron evitar.

El marco legal colombiano ha seguido una ruta de autorización del fracturamiento hidráulico comprendido en varios actos administrativos, los cuales fueron citados en el capítulo 1.

### **5.1 RESOLUCIÓN 0421 DEL MINISTERIO DE MEDIO AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE, 20 MARZO DE 2014**

Adopta los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos.

El anexo 3 de esta misma resolución trata los términos de referencia y requerimientos complementarios para el estudio de impacto ambiental y plan de manejo ambiental para la actividad de exploración de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.

A continuación, se citan los títulos del anexo 3 que están asociados a los incidentes presentes en las experiencias de contaminación.

Sección 4. Descripción del proyecto. 4.1. Estimulación Hidráulica: no se podrá almacenar fluidos de retorno (flowback) ni agua producida en piscinas al aire libre, no se podrá hacer vertimientos sobre aguas superficiales; únicamente se podrán almacenar en tanques cerrados con tapa y ventilación de seguridad, o tanques abiertos, con las medidas establecidas en la sección 7.7 de este mismo anexo.

Sección 7. Planes y programas. 7.7. Estimulación hidráulica y manejo de fluido de retorno y agua producida: Cita que se debe plantear un plan de manejo y programa de monitoreo específico para la actividad de fracturamiento hidráulico en la cual se deberán establecer las siguientes medidas:

- Monitoreo frecuente y visual de los equipos en plataforma para identificar cualquier corrosión, deterioro, fuga de hidrocarburos/fluidos o cambios en las características que podrían indicar una pérdida de la integridad de los equipos.
- Monitoreo frecuente y visual para confirmar la integridad de todos los tanques, contenedores, válvulas, mangueras y otras instalaciones que almacenen o transporten materiales de perforación, de estimulación hidráulica, fluidos de retorno, agua producida y/o combustibles.

## **5.2 RESOLUCIÓN 90341 DEL MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA, 27 MARZO DE 2014**

Establece los requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales. Normas técnicas y procedimientos en materia de integridad de pozos, estimulación hidráulica,

inyección de agua de producción, fluidos de retorno y sobre otras materias técnicas asociadas a la exploración y explotación de los yacimientos no convencionales, para adelantar actividades de exploración y explotación de hidrocarburos en los citados yacimientos, a excepción de las arenas bituminosas e hidratos de metano.

De igual forma se citan los artículos y párrafos que están relacionados con los incidentes encontrados en los casos de contaminación.

Artículo 11. Requerimientos de cementación para pozos exploratorios y de desarrollo.

- La cementación debe ser realizada utilizando el método de bombeo y sello o un método similar que asegure el asentamiento del cemento.
- Si hay evidencia de cualquier cementación defectuosa se debe notificar y suspender todas las actividades que se estén realizando.

Artículo 12. Requerimientos para operaciones de estimulación hidráulica. La estimulación hidráulica para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales se adelantará siguiendo los siguientes procedimientos y condiciones:

1. Previo a las actividades de estimulación hidráulica el operador debe realizar pruebas de presión a todos los revestimientos expuestos al tratamiento de estimulación hidráulica en el pozo.
2. El operador debe monitorear la presión del espacio anular de todos los revestimientos de manera permanente durante las actividades de estimulación hidráulica. En el evento en que haya un aumento en la presión anular de doscientos (200) psi, las operaciones de estimulación hidráulica deberán ser suspendidas de manera inmediata y notificar por escrito en el menor tiempo

posible al MinMinas o quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos.

3. En caso de que las presiones indiquen que hay comunicación entre el fluido de estimulación hidráulica y el anular del revestimiento el operador deberá:
  - a. Suspender las actividades de estimulación hidráulica.
  - b. Notificar de manera inmediata por escrito al MinMinas o a quien haga sus veces en materia de fiscalización de las actividades.
  - c. Realizar las acciones correctivas.
  - d. Notificar y enviar evidencia del éxito de la implementación de las acciones correctivas.
  - e. Una vez ejecutadas las acciones correctivas se podrán reanudar las actividades de estimulación hidráulica.

Artículo 17. Inspecciones. Los operadores deben notificar al MinMinas o a quien haga las veces de fiscalizador de las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos con al menos 72 horas de anticipación sobre las siguientes actividades, con el fin de ser objeto de inspección en campo a discreción de estas autoridades.

1. Para los pozos de exploración y producción:
  - a. Inicio de la construcción del pozo.
  - b. Corrida y cementación del revestimiento superficial.
  - c. Pruebas en las preventoras durante la instalación inicial y durante pruebas subsiguientes.
  - d. Pruebas de integridad del revestimiento intermedio.
  - e. Corrido y la cementación del revestimiento de producción.
  - f. Pruebas de presión del anulo del revestimiento de producción.
  - g. Operaciones de estimulación hidráulica.

### **5.3 RESOLUCIÓN 0631 DEL MINISTERIO DE MEDIO AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE, 17 DE MARZO DE 2015**

Por el cual se establecen parámetros y los valores máximos permisibles en los vertimientos puntuales a cuerpos de agua superficiales y a los sistemas de alcantarillado público y se dictan otras disposiciones.

Para el sector hidrocarburos cita:

Artículo 11. Parámetros fisicoquímicos por monitorear y sus valores límites máximos permisibles en los vertimientos puntuales de aguas residuales no domésticas – ArnD a cuerpos de aguas superficiales de actividades asociadas con hidrocarburos (petróleo crudo, gas natural y derivados).

Parágrafo 2. Para la actividad de exploración y producción de yacimientos no convencionales de hidrocarburos – YNCH -, no se admite el vertimiento de las aguas de producción y de fluidos de retorno a los cuerpos de aguas superficiales y al alcantarillado público, hasta tanto este Ministerio cuente con la información técnica que le permita establecer los parámetros y sus valores límites máximos permisibles.

### **5.4 ANÁLISIS DE LOS CASOS DE CONTAMINACIÓN EN EL MARCO LEGAL COLOMBIANO**

Para este análisis se clasificaron los incidentes de acuerdo con el equipo o sistema que presentó la falla. A continuación, en la tabla 9 se reportan los casos que presentaron dichos incidentes.

**Tabla 9. Incidentes y casos de contaminación**

Incidente	Casos asociados
Fallas en las preventoras por exceso de presión.	Caso 1, Clearfield County Pensilvania.
	Caso 12, Tioga County, Pensilvania
Fallas humanas	Caso 1, Clearfield County Pensilvania
	Caso 6, Hopewell County, Pensilvania
	Caso 9, Tioga County, Pensilvania
	Caso 11, Washington County, Pensilvania
	Caso 13, Bradford County, Pensilvania
Fallas en el revestimiento y mala cementación	Caso 10, Jackson Ripley, Oeste de Virginia
Fallas en las piscinas y tanques de almacenamiento.	Caso 7, Garfield County, Colorado
	Caso 14, Washington County, Pensilvania
Fallas en conexiones de tuberías y válvulas que transportan el fluido de fracturamiento o fluidos de retorno.	Caso 3, Killder, Condado de Dunn, Note de Dakota
	Caso 4, Bradford County, Pensilvania
	Caso 2, Dimock, Pensilvania
	Caso 5, Hopewell Township, Pensilvania
	Caso 8, Washington County, Pensilvania

En la tabla 10 se reportan los diferentes incidentes presentados en los casos de contaminación con el análisis del marco legal.

**Tabla 10. Análisis de casos con la normativa legal colombiana**

Incidente	Resolución 0421	Resolución 90341	Resolución 631	Observaciones
Fallas en las preventoras por exceso de presión		Artículo 17		Este tipo de incidente probablemente se puede evitar o quizá minimizar.
Fallas humanas				Los errores humanos no están contemplados en ninguna resolución. Lo ideal es poder evitar al máximo este tipo de incidentes, pero no se está exento que en cualquier momento puedan suceder.
Fallas en el revestimiento y mala cementación		Artículo 12 Artículo 11		Si se actúa conforme a lo establecido en la resolución este tipo de problema de contaminación puede evitarse y prevenirse.
Fallas en las piscinas y tanques de almacenamiento	Anexo 3 Sección 4 (4.1)		Artículo 11 Parágrafo 2	Este tipo de problemas no se podrán presentar en Colombia, ya que el marco legal prohíbe esta forma de almacenamiento.
Fallas en conexiones de tuberías y válvulas que transportan el fluido de fracturamiento o fluidos de retorno	Anexo 3 Sección 7 (7.7)			Este tipo de incidente se puede prevenir y minimizar, pero nada asegura que no lleguen suceder, se debe tener en cuenta la influencia del trabajo realizado por la empresa operadora del pozo ya que de las debidas revisiones periódicas de tuberías y accesorios en el momento adecuado podrían disminuir los riesgos.

## 6. CONCLUSIONES

- Asumiendo que se aplicara estrictamente la ley colombiana en el futuro desarrollo de yacimientos no convencionales, con el marco legal actualmente establecido, se podrían evitar el 67% de los incidentes que causaron la contaminación, ya que la normatividad colombiana contempla medidas específicas que evitarían o minimizarían la probabilidad de que se generara el evento de contaminación en estos casos.
- El 13% de los casos de contaminación ocurridos en EE. UU. son atribuibles al almacenamiento en superficie de fluidos de fracturamiento, lo cual está prohibido en Colombia; así lo estipula la resolución 631 en el artículo 11, parágrafo 2 emitida por el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible en el 2015.
- En ninguno de los casos consultados en la revisión bibliográfica se reportaron casos de contaminación atribuidos a la migración de fluidos de fracturamiento a través del sistema geológico, es decir, a través de fallas, fisuras, fracturas o cualquier otro tipo de camino preferencial geológico. Todos los episodios de contaminación tienen origen en fallas humanas, fallas en los equipos o estructuras o fallas en procesos, todos controlables en gran medida por la operación.
- De acuerdo con los parámetros geológicos, geoquímicos y petrofísicos analizados, la formación la Luna y la formación Eagle Ford son similares respecto a los parámetros tales como el periodo geológico, profundidad, espesor, tipo de querógeno, madurez térmica y gradiente de presión; situación contraria a la formación Marcellus, ya que no representa muchas similitudes respecto a la Luna, debido a que la afinidad existente se da mediante la

descripción litológica de los tres miembros: superior, medio e inferior y la formación suprayacente.

- Analizando los parámetros que caracterizan los yacimientos no convencionales tipo “shale”, el contenido orgánico total (TOC), la madurez térmica de la materia orgánica y el espesor de la formación La Luna en el Valle Medio del Magdalena, y teniendo en cuenta los valores estándares, se puede concluir que esta formación es objetivo exploratorio más que interesante para el país, dada su extensión productiva, lo que comúnmente se conoce como un “sweet spot”.
- En la recopilación y revisión bibliográfica se observó que muchos reportes de casos de contaminación ocurridos en Estados Unidos están muy débilmente documentados y con evidencia insuficiente, como para estudiar dicho caso, por lo cual no pudieron ser tenidos en cuenta como objeto de análisis en este trabajo.
- En los casos reportados y analizados en el presente estudio, el recurso natural más afectado fue el agua superficial, dado que el 53% de los episodios de contaminación generaron alteración o afectación sobre ríos y arroyos.
- En el análisis por tipo de incidente se observa que el 33% de los casos se originaron debido a errores o fallas humanas del personal de la operación, lo cual se considera que es algo que se podría prevenir con medidas sencillas como: mejorar las prácticas dentro de cada compañía, entrenar y capacitar al personal, y documentar las lecciones aprendidas.

## 7. RECOMENDACIONES

En el transcurso y desarrollo de la presente investigación se logró evidenciar otros factores y aspectos asociados a los yacimientos no convencionales. Por lo tanto, a manera de recomendación, es sumamente importante tener en cuenta lo siguiente:

- Analizando que varios casos de contaminación ocurridos en E.U. se originaron a partir de errores humanos, se recomienda realizar procesos de capacitación y entrenamiento al personal vinculado en el desarrollo de las operaciones en yacimientos no convencionales, dando a conocer el riesgo ambiental generado por la liberación accidental de fluidos de fracturamiento, y a su vez evitar que se cometan estos mismos errores.
- Teniendo en cuenta el desconocimiento del tipo y composición del fluido derramado, se recomienda realizar un estudio detallado de estos fluidos, caracterizando e identificando los componentes presentes en cada uno, debido a la importancia que esto representa en el proceso de remediación del recurso afectado.
- En un futuro desarrollo de los yacimientos no convencionales en Colombia, se recomienda que los entes de control encargados de velar y garantizar el cumplimiento de las leyes realicen un seguimiento estricto a las empresas operadoras, ya que de esta manera se evitarían muchos problemas de contaminación.
- Realizar analogías entre la formación la Luna y otros shales plays representativos de los Estados Unidos, adicionando parámetros geomecánicos y mineralógicos a la analogía propuesta. En cuanto sea mayor el detalle de este

conocimiento se obtendría un mejor entendimiento sobre las posibles relaciones entre el sistema roca - fluido.

- Se recomienda realizar un análisis de casos de contaminación técnica y científicamente reportados en cuanto a la liberación y filtración de gas tanto en los Estados Unidos como en otros países, los cuales hacen uso del fracturamiento hidráulico como técnica extractiva de recursos no convencionales.
- Establecer relaciones comparativas del potencial de gas asociado a mantos de carbón (CBM), tight oil/gas tanto de Colombia como de Estados Unidos para un posterior desarrollo en el país de este tipo de yacimientos.

## BIBLIOGRAFÍA

ÁLVAREZ PELEGRY, Eloy., SUÁREZ DIEZ, Claudia. Gas no convencional: Shale gas, aspectos estratégicos, técnicos, medioambientales y regulatorios. Instituto Vasco de Competitividad, 2016.

ARROYO, Andrés., PERDRIEL, Andrea. Gobernanza del Gas Natural No Convencional para el Desarrollo Sostenible de América Latina y el Caribe. Experiencias generales y tendencias en la Argentina, el Brasil, Colombia y México. Ministerio de Asuntos Exteriores de Noruega. Santiago de Chile, 2014.

ASKENAZI, Andrés, et al. Analogía entre la Formación Vaca Muerta y Shale Gas/Oil Plays de EE. UU. YPF S.A. Society of Petroleum Engineers, 2013.

ASOCIACIÓN ARGENTINA DE GEÓLOGOS Y GEOFÍSICOS DEL PETRÓLEO. Hidrocarburos convencionales y no convencionales. Volumen 23, número 134, agosto- septiembre 2013.

ASOCIACIÓN COLOMBIANA DEL PETRÓLEO. Los Yacimientos No Convencionales y su Importancia para Colombia. Bogotá D.C., mayo de 2014.

ASOCIACIÓN REGIONAL DE EMPRESAS DEL SECTOR PETRÓLEO, GAS Y BIOCOMBUSTIBLES EN LATINOAMÉRICA Y EL CARIBE. Oportunidades para el desarrollo de petróleo y gas no convencional en América Latina y el Caribe. Montevideo, 2016.

ATUESTA RODRÍGUEZ, Luis Eduardo., NOVA GÓMEZ, Cristian Joaquin. Análisis de los fluidos de fracturamiento y propantes usados en Yacimientos No Convencionales. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. 2016

BERTINAT, Pablo, et al. 20 mitos y realidades del Fracking. Colección Chico Mendes. El colectivo, Buenos Aires, 2014

BESLER, Monte, et al. Improving Well Productivity and Profitability in the Bakken-A Summary of Our Experiences Drilling, Stimulating, and Operating Horizontal Wells. Society of Petroleum Engineers. 2007

BORBÓN BONILLA, Carolina. Identificación de los posibles impactos ambientales por el fracturamiento hidráulico (Fracking) de yacimientos no convencionales. Especialización en planeación ambiental y manejo integral de los recursos naturales. Universidad Militar Nueva Granada. Bogotá D.C, 2015

CONSIDINE, Timothy, et al. Environmental Impacts during Marcellus shale gas drilling: causes, impacts and remedies. Shale Resources and Society Institute, 2015.

CORREA GUTIÉRREZ, Tomás Felipe., OSORIO, Nelson., RESTREPO, Dora Patricia. Yacimientos No Convencionales de Gas Natural. Universidad Nacional de Colombia. Medellin, 2009.

ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. Hydraulic Fracturing for Oil and Gas: Impacts from the Hydraulic Fracturing Water Cycle on Drinking Water Resources in the United States. December 2016

ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. Report to Congress. Management of Wastes from the Exploration, Development, and Production of Crude Oil, Natural Gas and Geothermal Energy. Office of Solid Waste and Emergency Response Washington, DC 20480. December 1987.

ENVIRONMENTAL PROTECTION AGENCY. Retrospective case study in Killdeer, North Dakota. Study of the potential impacts of hydraulic fracturing on drinking water resources. Mayo 2015.

EPIS. Modelado Integrado de Gestión de Exploración y Producción de Hidrocarburos. Agencia Nacional de Hidrocarburos. [En línea]. Disponible en: <https://migep.anh.gov.co/Security/Login.aspx>.

FIERRO MORALES, Julio. Riesgos e incertidumbres del fracturamiento hidráulico de yacimientos no convencionales. Grupo TERRAR Investigación Geoambiental. Universidad Nacional de Colombia. 2014

FISHER, Marc Kevin, et al. Integrating Fracture Mapping Technologies to Improve Stimulations in the Barnett Shale. Society of Petroleum Engineers. Mayo 2005.

FRAGOSO AMAYA, Alfonso Rafael. Estudio comparativo del comportamiento de producción de un yacimiento de gas asociado a mantos de carbón bajo diferentes configuraciones de pozo. Tesis de Grado. Bucaramanga. Universidad Industrial de Santander. 2011.

GALLEGOS, Ernesto. ¿Qué son los yacimientos No convencionales? Independencia Energética. YPF [En Línea]. Disponible en: <http://www.ypf.com/energiaypf/Novidades/Paginas/Que-son-los-yacimientos-no-convencionales.aspx>.

GEORGE WASHINGTON NATIONAL FOREST. Appendix 1, Analysis of Concerns and Risks of Horizontal Drilling and Hydraulic Fracturing. Final Environmental Impact Statement. 2012.

GEOSCIENCE NEWS AND INFORMATION. Marcellus Shale - Appalachian Basin Natural Gas Play. [En Línea]. Disponible en: <http://geology.com/articles/marcellus-shale.shtml>.

GUZMÁN, Rodolfo. Potential Resources of Unconventional Hydrocarbons in Colombia. ANH Unconventional Hydrocarbons Workshop. Bogotá, 2011.

HARPER, John. The Marcellus Shale Play in Pennsylvania. Department of Conservation and Natural Resources. Department of Conservation and Natural Resources. [En Línea]. Disponible en: [http://www.dcnr.state.pa.us/topogeo/econresource/oilandgas/marcellus/marcellus\\_faq/marcellus\\_shale/index.htm](http://www.dcnr.state.pa.us/topogeo/econresource/oilandgas/marcellus/marcellus_faq/marcellus_shale/index.htm).

INSTITUTO DE HIDROLOGÍA, METEOROLOGÍA Y ESTUDIOS AMBIENTALES. Red Nacional de Aguas Subterráneas. Taller sobre Planes de Manejo de Aguas Subterráneas. Bogotá, 2009.

INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO. El fascinante mundo de los yacimientos no convencionales y la protección al ambiente. México, 2016

LEMOS GONZALES, María del Rosario., PEDRAZA, Mónica. La autorización del Fracking en Colombia, ¿una decisión apresurada? Revista de Derecho Público. 2015

LOBO, Luis Vielma. Shales la nueva frontera de los hidrocarburos (II). The Journal of the Power Resources. 2012 [En Línea]. Disponible en: [http://www.cbmex.com.mx/articulos/articulo\\_junio2012.pdf](http://www.cbmex.com.mx/articulos/articulo_junio2012.pdf).

LUNA GARCÍA, Carlos. Manejo del agua en un fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales de lutitas. Tesis de grado. Ciudad de México: Universidad Nacional Autónoma de México, 2014.

MADDEN, Brian., VOSSOUGH, Shapour. US Shale Gas and Tight Oil Boom- The opportunities and Risks America. SPE 165770. Society of Petroleum Engineers. 2013.

MEJÍA MEJÍA, Nicolás. Resultados, Retos y Estrategias de Crecimiento del Sector de Hidrocarburos. Vicepresidencia de Promoción y Asignación de Áreas. ANH

NARANJO PLATA, Densy Patricia. Técnicas, normativa y recomendaciones para la gestión ambiental de la aplicación de la Fractura Hidráulica (Fracking) en Colombia. Trabajo de grado. Pontificia Universidad Javeriana. Bogotá, 2016.

MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE. Resolución No. 0421. 20 marzo de 2014

\_\_\_\_\_. Resolución No. 631. 17 marzo de 2015.

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución No.90341. 27 marzo de 2014

REVISTA DINERO. Fracking en Colombia: ¿al agua patos? Mayo 2017. [En Línea]. Disponible en: <http://www.dinero.com/economia/articulo/el-fracking-en-el-sector-petrolero-de-colombia/245473>.

SUÁREZ RUEDA, Carlos Orlando. Arenas basales del Cretáceo inferior, potencial roca hidrocarburífera en la región central de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia. Tesis de Maestría. Universidad Nacional de Colombia. 2016.

THE NEW YORK TIMES. Documents: A Case of Fracking-Related Contamination. Documenting the Contamination: The Parsons' Case. Disponible en: <http://www.nytimes.com/interactive/us/drilling-down-documents-7.html#document/p369/a27868>

U.S. DEPARTMENT OF ENERGY. Office of Fossil Energy National Technology Laboratory. Modern Shale Gas Development in the United States. 2009

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Crude Oil and Natural Gas Proved Reserves, Year-end 2015.

U.S. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Northern South America. September 2015

URRESTI, Aitor y MARCELLESI, Florent. Fracking. Una Fractura que Pasará Factura. Revista Ecología Política- Cuadernos de Debate Internacional. Número 43, junio 2012, p,26. [En Línea]. Disponible en: <http://florentmarcellesi.eu/2012/09/16/fracking-una-fractura-que-pasara-factura/>.

VARGAS, Carlos. Evaluating total Yet-to-Find hydrocarbon volume in Colombia. Grupo de Investigación en Geofísica. Abril 2012

VAUGHAN, Ann Davis., PURSELL, David. Frac Attack: Risk, hype and financial reality of hydraulic fracturing in the play shale. Reservoir Research Partners. Julio 2010.

VITTITOW, John. Well control incident analysis. EOG Resources Inc. Clearfield County. Pensilvania. Julio 2010.

ZOBACK, Mark., KITASEI, Saya., COPHITORNE, Brad. Addressing the environmental risks from shale gas development. Worldwatch Institute. Natural Gas and Sustainable Energy Initiative. Julio 2010.

## ANEXOS

### ANEXO A. Referencias de la tabla 8

- i. SUÁREZ RUEDA, Carlos Orlando. Arenas basales del Cretáceo inferior, potencial roca hidrocarburifera en la región central de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia. Universidad Nacional de Colombia. 2016.
- ii. HARPER, John. The Marcellus Shale Play in Pennsylvania. Department of Conservation and Natural Resources.
- iii. EIA. Eagle Ford Shale Play. Western Gulf Basin, South Texas. 2010
- iv. ASKENAZI, Andrés, et al. Analogía entre la Formación Vaca Muerta y Shale Gas/Oil Plays de EE. UU.
- v. Ibid.
- vi. ATUESTA RODRIGUEZ, Luis Eduardo., NOVA GOMEZ, Cristian Joaquin. Análisis de los fluidos de fracturamiento y propantes usados en yacimientos no convencionales. Tesis de grado. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga. 2016.
- vii. ASKENAZI, A. Op. Cit.
- viii. Ibid.
- ix. ATUESTA, L. Nova, C. Op.cit.
- x. EPIS. Modelado Integrado de Gestión de Exploración y Producción de Hidrocarburos. ANH.
- xi. U.S. Department of Energy. Office of Fossil Energy National Technology Laboratory. Modern Shale Gas Development in the United States. 2009.
- xii. ATUESTA, L. Nova, C. Op.cit.
- xiii. EIA. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Northern South America. September 2015.
- xiv. U.S. Department of Energy. Op. cit.
- xv. ATUESTA, L. Nova, C. Op.cit.

- xvi. Ibid.
- xvii. U.S. Department of Energy. Op. cit.
- xviii. ATUESTA, L. Nova, C. Op.cit.
- xix. SÚAREZ, C. Op.cit.
- xx. HARPER, J. Kostelnik, J. Op.cit.
- xxi. North Texas Fossils- Eagle Ford Group. Disponible en:  
[northtexasfossils.com/eaglefordgroup.htm](http://northtexasfossils.com/eaglefordgroup.htm).
- xxii. SUAREZ, C. Op.cit.
- xxiii. HARPER, J. Kostelnik, J. Op.cit
- xxiv. North Texas Fossils- Eagle Ford Group. Op.cit.
- xxv. SUAREZ, C. Op.cit.
- xxvi. HARPER, J. Kostelnik, J. Op.cit
- xxvii. North Texas Fossils- Eagle Ford Group. Op.cit.
- xxviii. SUAREZ, C. Op.cit.
- xxix. HARPER, J. Kostelnik, J. Op.cit
- xxx. MULLEN, J. Petrophysical Characterization of the Eagle Ford Shale in  
South Texas. CSUG/SPE 138145. 2010
- xxxi. SÚAREZ, C. Op.cit.
- xxxii. HARPER, J. Kostelnik, J. Op.cit
- xxxiii. MULLEN, J. Op.cit.
- xxxiv. ATUESTA, L. Nova, C. Op.cit.
- xxxv. U.S. Department of Energy. Op.cit.
- xxxvi. ASKENAZI, A. Op. cit
- xxxvii. ATUESTA, L. Nova, C. Op.cit.
- xxxviii. ASKENAZI, A. Op. cit
- xxxix. ATUESTA, L. Nova, C. Op.cit.
- xl. Ibid.
- xli. ASKENAZI, A. Op.cit.
- xlii. ATUESTA, L. Nova, C. Op.cit.
- xliii. Ibid.

- xliv. ASKENAZI, A. Biscayart. Op. cit
- xlv. MCMILLAN, M., C. NWACHUKWU, C. Geospatial Analysis of Compositional Variations across the Eagle Ford and Barnett Shale Plays. SPE-181702-MS. 2016
- xlvi. ATUESTA, L. Nova, C. Op.cit.
- xlvii. GEOSCIENCE NEWS AND INFORMATION. Marcellus Shale - Appalachian Basin Natural Gas Play.
- xlviii. ATUESTA, L. Nova, C. Op.cit
- xlix. Ibid.
  - i. ASKENAZI, A. Op.cit.
  - ii. ATUESTA, L. Nova, C. Op.cit