

**ESTUDIO DE RIESGOS AMBIENTALES DEL FRACTURAMIENTO
HIDRÁULICO PARA LA EXPLORACIÓN DE YACIMIENTOS EN ROCA
GENERADORA EN UN SECTOR DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA
ÉNFASIS EN GERENCIA Y ECONOMÍA DE HIDROCARBUROS**

HARVING DIAZ CONSUEGRA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEO Y GAS
BUCARAMANGA**

2020

**ESTUDIO DE RIESGOS AMBIENTALES DEL FRACTURAMIENTO
HIDRÁULICO PARA LA EXPLORACIÓN DE YACIMIENTOS EN ROCA
GENERADORA EN UN SECTOR DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA
ÉNFASIS EN GERENCIA Y ECONOMÍA DE HIDROCARBUROS**

HARVING DIAZ CONSUEGRA

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de MSc. en
Ingeniería de Petróleo y Gas con énfasis en Gerencia de los Hidrocarburos**

Directora

ZULY HIMELDA CALDERON

Ingeniera de Petróleos PhD

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEO Y GAS
BUCARAMANGA**

2020

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
1. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	14
1.1. OBJETIVO GENERAL.....	14
1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	14
1.3. JUSTIFICACIÓN	15
2. MARCO DE REFERENCIA.....	16
2.1. MARCO CONCEPTUAL.....	16
2.1.1. Yacimientos no convencionales.	16
2.1.2. Impactos ambientales y riesgos ambientales.	19
2.1.3. Análisis de riesgos ambientales.	20
2.2. MARCO LEGAL.....	21
3. DESARROLLO METODOLÓGICO	25
3.1. REVISIÓN LITERATURA TÉCNICA	26
3.1.1. Selección y Clasificación de la Información.....	28
3.2. DEFINICIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	28
3.3. ANÁLISIS DE RIESGOS	31
3.3.1. Método DELPHI	32

3.3.2. Consulta a expertos	33
3.4. PROPUESTA DE LINEAMIENTOS GESTIÓN DE RIESGOS	34
4. IDENTIFICACIÓN DE EXPERIENCIAS Y ANÁLISIS DE RIESGO (DEFINICIÓN DE ESCENARIOS).	35
4.1. DESCRIPCIÓN CASOS DE ESTUDIO	35
4.1.1. Derrame en superficie de fluidos de retorno en “Weiber Creek” ..	35
4.1.2. Fuga de fluido de fracturamiento a subsuelo y superficie, en “Parachute Creek”	36
4.1.3. Derrame de fluidos de retorno de fracturamiento en “Cross Creek”	37
4.1.4. Fuga de gas hacia acuíferos aprovechables, en el condado de “Dimock” ..	37
4.1.5. Migración de gas a través de caminos geológicos y contaminación de acuíferos. Caso “Welles”, Condado Bradford	38
4.1.6. Migración de gas a través de pozos abandonados. Caso Guindon-Butters	41
4.1.7. Actividad sísmica correlacionada con eventos de fracturamiento. Caso: Hilcorp, Condado Mahoning.....	42
4.2. DEFINICIÓN DE ESCENARIOS DE RIESGO	43
5. DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	46
5.1. RASGOS ESTRUCTURALES Y CONTEXTO GEOLÓGICO CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.....	46
5.1.1. Estratigrafía generalizada valle medio del magdalena	47
5.2. HIDROLOGÍA E HIDROGEOLOGÍA DEL VMM	52

5.2.1. Hidrología.....	52
5.2.1.1. Oferta Hídrica	53
5.2.1.2. Demanda hídrica	56
5.2.2. Hidrogeología	56
5.2.2.1. Zonas de recarga	57
5.3. SISMICIDAD DEL ÁREA DE ESTUDIO	59
6. EVALUACIÓN DE RIESGOS AMBIENTALES ÁREA DE ESTUDIO	64
6.1. EVALUACIÓN DEL RIESGO	64
6.1.1. Identificación de escenarios de riesgo	64
6.1.2. Matriz de evaluación de riesgos RAM	66
6.1.3. Evaluación de Riesgos Consulta Expertos.	69
6.2. ANALISIS DE RIESGOS	73
7. PROPUESTA DE LINEAMIENTOS DE GESTIÓN DE RIESGOS	75
7.1. SISTEMA NACIONAL DE GESTIÓN DE RIESGOS	75
7.1.1. Monitoreo de riesgo.....	76
7.1.2. Reducción del Riesgo, Intervención Prospectiva y Correctiva	76
7.2. PROPUESTA DE MEDIDAS DE MONITOREO O REDUCCIÓN DE RIESGOS DEL FHMPH (“FH-PH”).	77
7.3. MODELO DE LA TRIPLE HÉLICE	80

7.4. PROPUESTA DE ACCIONES POR COMPONENTE DEL SISTEMA DE GESTIÓN, POR ACTOR DE LA TRIPLE HÉLICE.....	83
7.4.1. Monitoreo del riesgo.....	83
7.4.1.1. Monitoreo estricto de condiciones de operación.....	83
7.4.1.2. Identificar y monitorear acuíferos aprovechables.	83
7.4.1.3. Identificar y estudiar actividad de fallas.	84
7.4.1.4. Identificar y evaluar pozos abandonados.	85
7.4.1.5. Georeferenciar pozos abandonados y monitorear sus condiciones en superficie y alrededores.....	85
7.4.1.6. Monitorear actividad sísmica local en el área de la estimulación hidráulica.	
86	
7.4.1.7. Identificar y mapear basamento cristalino en el área de influencia de las zonas a estimular.....	87
7.4.2. Reducción del Riesgo-Intervención Prospectiva.	87
7.4.2.1. Programas de mantenimiento de sistemas de almacenamiento y conducción de fluidos.	87
7.4.2.2. Diseñar sistemas de alarma.....	87
7.4.3. Reducción del Riesgo-Intervención Correctiva:.....	88
7.4.3.1. Adopción de altos estándares y normas técnicas voluntarias.....	88
7.4.3.2. Delimitar radio de afectación de la estimulación y excluir pozos abandonados en riesgo de afectación.	88

7.4.3.3. Analizar el efecto potencial de la estimulación hidráulica en fallas cercanas y definir radios "seguros" de intervención	89
8. CONCLUSIONES	90
9. RECOMENDACIONES	92
BIBLIOGRAFÍA.....	93
ANEXO A. Resultados consulta expertos método delphi.	

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Tipos de yacimientos no convencionales.....	17
Figura 2. Esquema metodológico del trabajo.....	25
Figura 3. Definición del área de estudio.....	30
Figura 4. Isotopos de metano de los pozos de gas y de los pozos de agua impactados.....	40
Figura 5. Localización del VMM, configuración estructural.	47
Figura 6. Columna estratigráfica generalizada Cuenca del VMM.	51
Figura 7. Mapa Mensual Multianual de Índice de Regulación Hídrica.	55
Figura 8. Mapa Nacional de Zonas de Recarga.....	57
Figura 9. Mapa de sismicidad del valle medio del Magdalena.....	61
Figura 10. Mapa de Sismicidad asociado a sismos con hipocentros de 0 a 6 Km.	62
Figura 11. Niveles de riesgos según calificación de vulnerabilidad y probabilidad.	69
Figura 12. Consolidado de la evaluación de riesgos expertos y consenso.....	71
Figura 13. Procesos de Gestión del Riesgo.....	76
Figura 14. Propuestas de gestión del riesgo.....	78

LISTA DE CUADROS

	Pág.
Cuadro 1. Normatividad en Colombia para yacimientos no convencionales.	22
Cuadro 2. Resultados de revisión bibliográfica por base de datos y por tema.	27
Cuadro 3. Bloques adjudicados por la ANH en el departamento de Santander y Cesar, con su respectiva compañía aoperadora.....	29
Cuadro 4. Expertos consultados.	33
Cuadro 5. Etapas/amenazas/escenarios de riesgos.....	44
Cuadro 6. Estratigrafía del VMM.....	48
Cuadro 7. Escenarios de riesgo identificados.	65
Cuadro 8. Rangos de vulnerabilidad.	67
Cuadro 9. Rangos definidos por SHELL.	67
Cuadro 10. Actores involucrados en lineamientos propuestos. Monitoreo del riesgo.	81
Cuadro 11. Actores involucrados en los lineamientos propuestos. Intervención Prospectiva.	82
Cuadro 12. Actores involucrados en los lineamientos propuestos. Intervención Correctiva.....	82

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. Resultados consulta expertos método delphi. (Ver base de datos).

RESUMEN

TÍTULO: ESTUDIO DE RIESGOS AMBIENTALES DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO PARA LA EXPLORACIÓN DE YACIMIENTOS EN ROCA GENERADORA EN UN SECTOR DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA- ÉNFASIS EN GERENCIA Y ECONOMÍA DE HIDROCARBUROS*

AUTOR: HARVING DIAZ CONSUEGRA**

PALABRAS CLAVES: Yacimientos No Convencionales, Fracturamiento Hidráulico, Análisis de Riesgos, Riesgos Ambientales, Roca generadora.

Dada la importancia de la decisión de aplicar la técnica del fracturamiento hidráulico multietapas en pozos horizontales (FH-PH) para la exploración/explotación de yacimientos en roca generadora en Colombia y teniendo en cuenta la falta de información técnicamente fidedigna con respecto a los riesgos ambientales de esta práctica. Se procedió a revisar y analizar incidentes ambientales atribuibles a proyectos de FH-PH en países de América, plantear escenarios de riesgos aplicados al Valle Medio del Magdalena y realizar un análisis de estos riesgos. En la revisión bibliográfica se identificaron 6 eventos iniciantes, que generan 11 escenarios de riesgos con efectos ambientales adversos. Estos escenarios de riesgos fueron evaluados y analizados, a partir de la información disponible del Valle Medio del Magdalena y una consulta a seis expertos en la materia, por medio de la metodología Delphi.

Los escenarios de riesgo más relevantes, considerados altos son la fuga o escape de hidrocarburos por fallas en la integridad del estado mecánico de pozos, con migración de fluidos hacia formaciones acuíferas aprovechables o la superficie. Los restantes nueve escenarios identificados fueron evaluados como moderados y ninguno de los riesgos evaluados fue considerado bajo. Como resultado del presente trabajo, en este documento se plantean propuestas de lineamientos de gestión para reducir los riesgos. Teniendo en cuenta que la decisión de aplicar la técnica del FH-PH es una decisión de desarrollo, se plantean lineamientos para cada uno de los actores involucrados en la decisión, a saber: el Estado, la Academia y las empresas petroleras.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Maestría en Ingeniería de Petróleo y Gas. Director Zuly Himelda Calderon, Ingeniera de Petróleos PhD.

ABSTRACT

TÍTULO: STUDY OF ENVIRONMENTAL RISKS OF HYDRAULIC FRACTURING FOR EXPLORATION OF SOURCE ROCK RESERVOIRS IN A MIDDLE VALLEY OF MAGDALENA SECTOR-EMPHASIS ON HYDROCARBON MANAGEMENT AND ECONOMY *

HARVING DIAZ CONSUEGRA**

PALABRAS CLAVES: Unconventional Reservoirs, Hydraulic Fracturing, Risk Assessment, Environmental Risks.

The decision to apply the hydraulic fracturing in horizontal wells (HF-HW) technique for the exploration / exploitation of unconventional reservoir in Colombia is really important and taking into account the lack of technically reliable information regarding the environmental risks of this practice, it was necessary to review and analyze environmental incidents attributable to HF-HW projects in American countries, propose risk scenarios applied to the Middle Magdalena Valley and carry out an assessment of these risks identified. In the review, 6 initiating events were identified, which generate 11 risk scenarios with adverse environmental effects. These risk scenarios were evaluated and analyzed, based on the information available from the Middle Magdalena Valley and a consultation with six experts, using the Delphi methodology.

The most relevant risk scenarios, considered high, are the leakage or escape of hydrocarbons due to failures in the integrity of the mechanical state of wells, with migration of fluids towards usable aquifers or the surface. The remaining nine identified scenarios were assessed as moderate and none of the assessed risks were considered low. As a result of this work, this document presents management guidelines proposals to reduce risks. Taking into account that the decision to apply the HF-HW technique is a development decision, guidelines are proposed for each of the actors involved in the decision, namely: the State, the Academy and the oil companies.

* Bachelor Thesis

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Maestría en Ingeniería de Petróleo y Gas. Director Zuly Himelda Calderon, Ingeniera de Petróleos PhD.

INTRODUCCIÓN

Colombia se enfrenta actualmente a un panorama preocupante en materia de autosuficiencia petrolera, según el Informe Anual de Recursos y Reservas de Hidrocarburos del 2019 de la ANH, las reservas probadas de petróleo pasaron de 1.958 a 2.036M de barriles, entre el 2018 y el 2019, para un índice de reservas producción de 6,3 años. En el caso del gas, las reservas probadas disminuyeron de 3.782 a 3.149 giga pies cúbicos en el mismo período, lo que representa una caída del 16% y en este caso el índice se redujo a 8 años. Estos datos, aumentan la probabilidad de que en pocos años podría ser necesario importar crudo y gas, así como incrementar la importación de refinados para abastecer la demanda interna de combustibles y derivados. En este escenario, es estratégico para la economía y el suministro de hidrocarburos del país sumar reservas de hidrocarburos, y las reservas potenciales de yacimientos en roca generadora del Valle Medio del Magdalena son una de las mejores alternativas con las que se cuenta en ese propósito.

No obstante, se percibe debilidad institucional en los reguladores para darle viabilidad legal, ambiental y social a los proyectos de exploración de yacimientos en roca generadora; y hay una gran resistencia de algunos sectores políticos, sociales y comunitarios frente al desarrollo de proyectos en yacimientos en roca generadora, fundamentada principalmente en razones ambientales, que dificultan la viabilidad social de los proyectos.

La debilidad institucional y la resistencia de algunas partes interesadas, se basa en la ausencia de información sólida, objetiva y técnicamente confiable, acerca de los riesgos ambientales de la técnica del “fracking” o fracturamiento hidráulico, inherente a los proyectos de exploración en roca generadora. Dado lo anterior, es

clave para el país, generar información de los riesgos ambientales de estos proyectos y su real potencial de afectación al medio ambiente, con el fin de dimensionar con mayor claridad la conveniencia desde el punto de vista ambiental de estos proyectos y tomar las decisiones que más le convengan al país. En este sentido, este estudio es un aporte a la identificación y evaluación de los riesgos ambientales del fracturamiento hidráulico multietapas en pozos horizontales FH-PH, a partir de evidencias y experiencias de otros países, analizadas en el contexto nacional.

1. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

1.1. OBJETIVO GENERAL

Evaluar los riesgos ambientales del fracturamiento hidráulico para la exploración de yacimientos en roca generadora en un sector del Valle Medio de Magdalena Colombiano.

1.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar los riesgos ambientales generados por el fracturamiento hidráulico en exploración de yacimientos en roca generadora, en proyectos realizados en países de América.
- Analizar la vulnerabilidad del Valle Medio del Magdalena, en los departamentos de Santander y Cesar, a la ocurrencia de impactos ambientales generados por la aplicación del fracturamiento hidráulico en la exploración de yacimientos en roca generadora.
- Evaluar los riesgos ambientales del fracturamiento hidráulico en la exploración de yacimientos en roca generadora en el sector del Valle Medio del Magdalena, en los departamentos de Santander y Cesar.
- Proponer lineamientos ambientales o técnicos o jurídicos, que reduzcan los riesgos evaluados moderados y altos o a mitigar las probables consecuencias de dichos riesgos.

1.3. JUSTIFICACIÓN

La presente investigación pretende recopilar información respaldada desde el punto de vista técnico y académico, de factores y escenarios de riesgos materializados en países con experiencia en fracturamiento hidráulico multietapas en pozos horizontales (FH-PH), tomándolos como referente técnico para analizar los riesgos ambientales de la exploración de los yacimientos en roca generadora y a partir de este análisis, proponer recomendaciones que mejoren la viabilidad para el país de la aplicación de esta técnica.

Los resultados y las conclusiones de este estudio pretenden aportar insumos a las partes interesadas, a saber: comunidad, instituciones, empresas y entidades regulatorias, para contribuir al proceso de toma de decisiones en cuanto al futuro de estos proyectos.

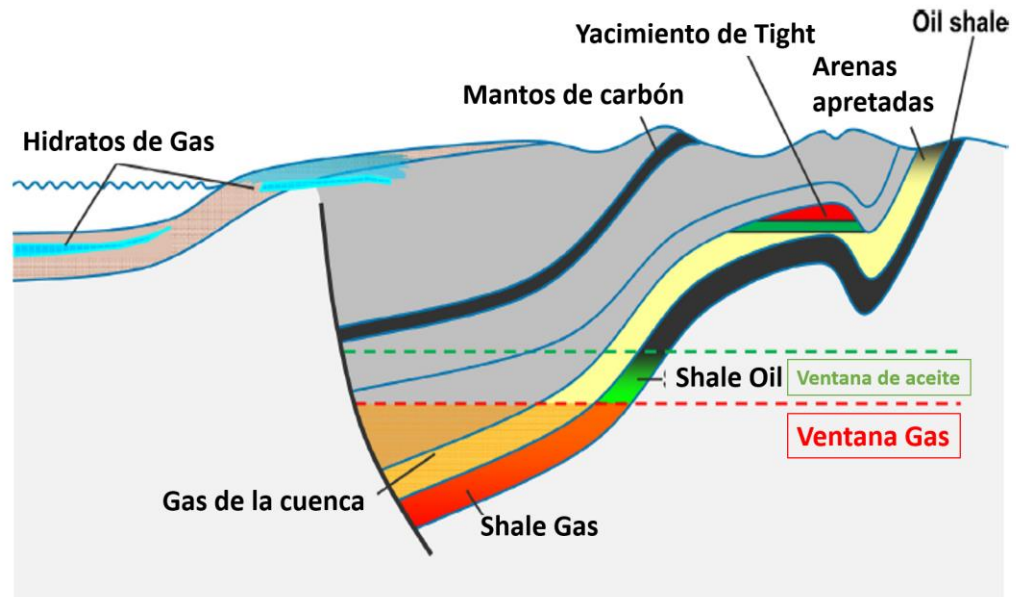
2. MARCO DE REFERENCIA

El presente marco de referencia está compuesto por dos partes, un marco conceptual donde se explican brevemente los referentes básicos requeridos para la comprensión del estudio, incluyendo yacimientos no convencionales, FH-PH y riesgos ambientales; y una segunda parte donde se enuncian las principales normas legales que se han expedido en Colombia para regular la actividad de los yacimientos y la técnica objeto del presente trabajo.

2.1. MARCO CONCEPTUAL

2.1.1. Yacimientos no convencionales. Se entiende como yacimientos no convencionales aquellos cuyo proceso de explotación no se hace mediante los métodos tradicionales o “convencionales” utilizados hasta ahora en la industria petrolera mundial, en razón principalmente a la porosidad y la permeabilidad original de la roca que los contiene. Algunos ejemplos de yacimientos considerados como no convencionales son los siguientes: yacimientos de petróleo o gas en lutitas (Shale oil o Shale gas), yacimientos de petróleo o gas en formaciones “apretadas” (Tight oil o Tight Gas), yacimientos de gas metano asociado a mantos de carbón (CBM- Coal Bed Methane), yacimientos de petróleo en arenas bituminosas, entre otros (ver tipos de yacimientos no convencionales en la Figura 1.

Figura 1. Tipos de yacimientos no convencionales.



Fuente: SCOTCHMAN C, Iain. Shale gas and fracking: exploration for unconventional hydrocarbons. En: Proceedings of the Geologists' Association. Octubre, 2016, vol. 127, p. 536.

De los tipos de yacimientos enunciados anteriormente, este estudio se enfocará en los yacimientos de petróleo o gas en lutitas (Shale gas/Shale oil). El denominado "shale", comúnmente traducido como "LUTITA" o también como "ESQUISTO", es un tipo de roca sedimentaria de grano fino, rica en materia orgánica, que bajo ciertas condiciones puede generar y almacenar grandes cantidades de hidrocarburos, ya sea gas o petróleo, dado lo cual generalmente se le conoce como una roca generadora y a su vez puede actuar como roca reservorio y sello. Es por esta última razón, entre otras, que se considera un yacimiento "no convencional", ya que el mecanismo de migración y acumulación no corresponde a los conceptos tradicionales de entrapamiento.

Dadas las características de porosidad y especialmente de permeabilidad, las lutitas, esquistos o “shale” requieren para su explotación el uso de la técnica de estimulación conocida como fracturamiento hidráulico, buscando inducir microfracturas o fisuras, que promuevan el flujo de fluidos de producción de la roca hacia el pozo.

En Colombia, el acuerdo 02 de 2017 de la ANH redefinió la exploración y explotación de yacimientos no convencionales y los llamó exploración/explotación de yacimientos en roca generadora. Esa es la razón por la cual en el contexto de este estudio se consideran los yacimientos de lutitas o “Shale”, como yacimientos en roca generadora. Como se mencionó, el alcance y objetivos de este trabajo de investigación se concentran en este tipo de yacimientos; especialmente en referencia al uso de la técnica de fracturamiento hidráulico en múltiples etapas en pozos horizontales para su exploración.

El fracturamiento hidráulico multi-etapas en pozos horizontales (“Fracking”) es una técnica ampliamente aplicada en Estados Unidos y en el mundo (de hecho el fracturamiento hidráulico se hace desde al menos 70 años), que consiste en inyectar fluidos altamente viscosos a altas tasas y presiones, para crear fracturas o fisuras microscópicas, aumentando la conectividad entre los espacios porosos con lo cual se aumenta la permeabilidad de la roca. Este incremento en la permeabilidad, facilita el flujo del petróleo o el gas a través de la formación y hacia el pozo.

Generalmente, la explotación de yacimientos en “shale” se hace mediante pozos horizontales y la orientación de las fracturas inducidas depende de la naturaleza de la anisotropía y propiedades de la roca y del contraste de esfuerzos. Dependiendo de factores varios como el espesor de las formaciones a estimular, la longitud de la sección horizontal y las presiones, entre otros, normalmente es necesario ejecutar varias etapas de fracturamiento. Por lo anterior se habla de fracturamiento hidráulico

multi-etapas en pozos horizontales. A esta técnica se le conoce mundialmente con la palabra en inglés: “fracking”.

2.1.2. Impactos ambientales y riesgos ambientales. En el mundo en general y en Colombia en particular, es muy común que en diversas discusiones acerca del “FH-PH” se utilicen indistintamente impactos y riesgos para cuestionar el uso de esta técnica. Esto es un error conceptual muy inconveniente para el proceso de toma de decisiones. Los impactos y los riesgos son dos conceptos diferentes.

Los impactos ambientales, según numerosas metodologías y definiciones normativas, son los cambios, efectos o alteraciones en el medio ambiente (biótico, abiótico y socioeconómico), causados por la ejecución de un proyecto, obra o actividad. Estos cambios tienen muchos atributos: pueden ser positivos o negativos, pueden ser de variadas intensidades y duraciones, pueden ser reversibles o irreversibles, acumulativos, sinérgicos, entre otros. En el contexto de la planeación de proyectos, los impactos ambientales son consecuencias esperadas de la ejecución del mismo, cuya intensidad, duración, gravedad y demás variables, dependen del diseño y la ejecución del proyecto. De estos impactos se ocupan los Estudios de Impacto Ambiental y demás instrumentos de gestión, generalmente regulados por la autoridad ambiental competente¹.

Los riesgos en cambio son eventos, condiciones o circunstancias cuya ocurrencia es incierta, que tienen un efecto, generalmente negativo, en los objetivos de un proyecto, el medio o las partes interesadas. Los riesgos se generan a partir de un evento latente de origen social, natural o tecnológico, que no es requisito indispensable de la ejecución de un proyecto, obra o actividad, es decir puede

¹ COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE. Decreto 2041 (15, octubre, 2014). Por la cual se e reglamenta el Título VIII de la Ley 99 de 1993 sobre licencias ambientales. Bogotá: El Ministerio, 2014.

ocurrir o no. La activación de un riesgo generalmente deriva en la ocurrencia de impactos, los cuales pueden ser de diversos tipos (ambiental, social, financiero, reputacional, etc.). Cuando el elemento afectable por la materialización del riesgo es el medio ambiente, se puede expresar como riesgo ambiental².

2.1.3. Análisis de riesgos ambientales. En términos generales, un análisis de riesgos es un proceso que busca identificar peligros o amenazas, estimar la probabilidad de que se activen esas amenazas hacia las personas, el medio ambiente, proyectos, obras o actividades; así como la gravedad de las consecuencias sobre esos elementos vulnerables.

La amenaza (también llamada factor de riesgo) es interna, corresponde a un sujeto, un sistema o un proceso, es un evento latente de origen natural o tecnológico que puede presentarse en un sitio específico y en un tiempo determinado produciendo efectos adversos en personas, bienes y el medio ambiente. Y puede ser representada matemáticamente como la probabilidad de que este evento ocurra. Por su parte la gravedad de los efectos adversos sobre los elementos expuestos se expresa como vulnerabilidad. La vulnerabilidad se puede definir como la predisposición intrínseca de un elemento a sufrir daño debido a posibles acciones externas, representada en términos de la factibilidad que el elemento sea afectado por la amenaza en evaluación³.

Es decir, el riesgo puede expresarse en forma matemática como la multiplicación de la probabilidad de que se active una amenaza por la vulnerabilidad del elemento potencialmente afectable. Las condiciones de entorno en las cuales la amenaza se

² PMI, et alt. Project Management Institute. PMBOK Project Management Base of Knowledge. PMI. 6ª edición, 2017.

³ CARDONA A., Omar Darío. Evaluación de la amenaza, la vulnerabilidad y el riesgo. Elementos para el ordenamiento y la Planeación del Desarrollo. En los desastres no son naturales, comp. Andrew Maskrey, 45-65. Red de estudios sociales en prevención de desastres en América Latina, La Red, 1993.

materializa se conocen como escenario de riesgo. El escenario de riesgo conjuga la amenaza, los factores de riesgo, causas, relación entre las causas, actores, etc.

Existen variadas metodologías para hacer análisis de riesgos (Determinístico o estocástico, cuantitativo, cualitativo o mixto, etc.). La selección del método para cada estudio en particular depende de las características del sistema a evaluar, del tipo de riesgo, del entorno o contexto, de la información disponible, del enfoque y alcance del estudio, entre los aspectos más importantes.

2.2. MARCO LEGAL

De acuerdo con el arreglo institucional y la estructura del estado colombiano, las autoridades competentes para el sector hidrocarburos son: Desde el punto de vista técnico, el Ministerio de Minas y Energía, a través de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH)⁴, entidad creada mediante el artículo 2 del Decreto 1760 del 2003; y desde el punto de vista ambiental, el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, a través de la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA)⁵, creada en el artículo 1 del Decreto 3573 del 2011.

En el cuadro 1 se enuncian las normas más aplicadas de las entidades descritas, en materia de yacimientos no convencionales:

⁴ COLOMBIA. PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA. Decreto 1760 (26, junio, 2003). Por el cual se escinde la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol, se modifica su estructura orgánica y se crean la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la sociedad Promotora de Energía de Colombia S. A. Bogotá, 2003.

⁵ COLOMBIA. PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA. Decreto 3573 (27, septiembre, 2011). Por el cual se crea la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales –ANLA– y se dictan otras disposiciones. Bogotá, 2011.

Cuadro 1. 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, parágrafo 2.

* COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE. Resolución 421 (7, julio, 2014). Disponible en:

https://www.icbf.gov.co/cargues/avance/docs/resolucion_minambienteds_0421_2014.htm

** COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 90341 (27, marzo, 2014). Disponible en: https://www.icbf.gov.co/cargues/avance/docs/resolucion_minminas_90341_2014.htm

*** COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE. Resolución 631 (17, marzo 2015). Disponible en:

https://docs.supersalud.gov.co/PortalWeb/Juridica/OtraNormativa/R_MADS_0631_2015.pdf

[Continuación Cuadro 1]

FECHA	EXPEDIDO	TIPO DE DOCUMENTACIÓN	DESCRIPCIÓN	ARTÍCULOS DE REFERENCIA
18 de mayo de 2017	Agencia Nacional de Hidrocarburos. Ministerio de Minas y Energía	Acuerdo 02 de 2017****	Fija reglas para la asignación de áreas y para contratar la exploración y explotación de hidrocarburos, así como para la selección de contratistas y la gestión, seguimiento, control y vigilancia de los negocios de la ANH.	Artículo 11. Capítulo Octavo.

Los decretos, resoluciones y actos administrativos incluidos en la tabla anterior, contienen normas o requisitos legales de obligatorio cumplimiento, que tienen o pretenden tener efectos positivos sobre el desarrollo de los yacimientos no convencionales o en roca generadora en Colombia. Entre los más importantes están los siguientes:

Términos de Referencia para la elaboración de Estudios de Impacto Ambiental para la exploración de hidrocarburos TdR-INA-01 (Resolución 421 de 2014 del Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo Territorial)⁶. El anexo 3 de estos términos establecen requerimientos específicos de información para los Estudios de Impacto Ambiental (EIA) para los trámites de licencia de los YNC's. Tales como:

- Nombre, descripción, concentración, riesgos para la salud, ecotoxicología, etc. para productos químicos a usar en el "FH-PH".
- Descripción del tratamiento de fluidos de retorno y producción.

**** COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Acuerdo 02 (8 junio, 2017). Disponible en: <http://www.anh.gov.co/Documents/ACUERDO%2002%20DE%202017.pdf>

⁶ COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE. Resolución 0421. Op. cit., p. 22.

- Requisitos de caracterización ambiental: Identificar y ubicar acuíferos y su calidad, usos, conflictos, etc.; Identificar cuerpos de agua superficial, cantidad y calidad, usos, conflictos, etc.; Identificar unidades estratigráficas entre acuíferos y formación (sellos, fallas e irregularidades geológicas).
- Planes de monitoreo de fuentes de agua subterránea y acuíferos aprovechables para consumo, aire y ruido.

Establece que no se podrán mezclar o almacenar componentes del fluido de estimulación hidráulica en piscinas al aire libre, únicamente en tanques cerrados.

Resolución 90341 de 2014 Artículos 11 y 12⁷. Establece estrictos requisitos para los revestimientos, cementación, pruebas de presión y monitoreo durante la operación. Establece entre otras exigencias: La cementación hasta superficie de revestimientos superficiales, la instalación de revestimiento intermedio determina distancias mínimas entre topes de revestimiento y formaciones vulnerables, define especificaciones de resistencia del cemento, entre las más importantes.

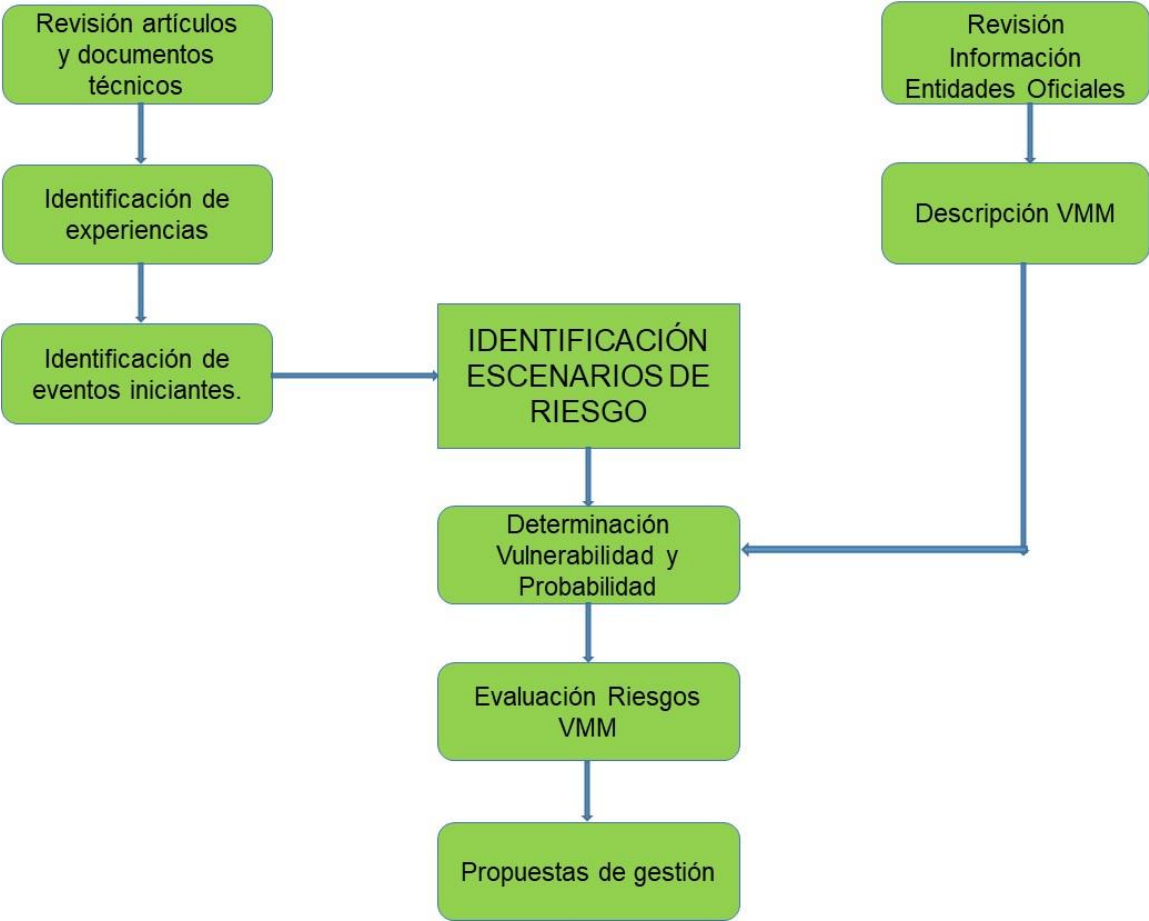
Artículo 12 Numeral 6d-iii. Exige la identificación de fallas en área de influencia del pozo. En el párrafo único prohíbe la estimulación hidráulica a menos de 1km de una falla activa identificada.

⁷ COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 90341. Op. cit., p. 22.

3. DESARROLLO METODOLÓGICO

Con el fin de cumplir los objetivos propuestos en el presente proyecto de investigación, se desarrolló la siguiente estructura metodológica, ver Figura 2:

Figura 2. Esquema metodológico del trabajo.



3.1. REVISIÓN LITERATURA TÉCNICA Y DOCUMENTOS OFICIALES

Para obtener la información de base para el desarrollo del presente trabajo, se utilizaron los recursos bibliográficos de la Universidad Industrial de Santander. Se consultaron publicaciones, libros, revistas técnicas, artículos y bibliotecas digitales. A partir de los énfasis, características y recursos técnicos de las bases de datos se seleccionaron dos: la One Petro de la SPE (Sociedad de ingenieros de petróleos) y ISI Web of Science (WoS).

Para la selección de artículos en ISI WoS se diseñaron dos ecuaciones de búsqueda de acuerdo con los objetivos del trabajo de grado, a saber:

Para riesgos ambientales del fracturamiento hidráulico se utilizó la siguiente ecuación:

("Fracking" OR "Fracturing" OR "Hydraulic") AND ("Shale") AND ("Oil & Gas" OR "Oil and Gas" OR "Oil" OR "Gas" OR "Petroleum" OR "Methane" OR "Fluid" OR "Flow Back" OR "Flowback" OR "Hydrocarbon") AND ("Discharge" OR "Leak" OR "Leaking" OR "Percolate" OR "Spill" OR "Migration" OR Transport* OR "Emission") AND ("Impact" OR "Risk" OR "Hazard" OR "Contingency" OR "Pollution" OR "Contamination" OR "Poisoning" OR "Threats" OR ("Fault" OR "Integrity")) AND ("Impact" OR "Risk" OR "Hazard" OR "Contingency" OR "Pollution" OR "Contamination" OR "Poisoning" OR "Threats" OR Waste*)) AND (Environment* OR "Water" OR "Groundwater" OR "Soil" OR "Air" OR "Atmospheric" OR "Drinking Water")

Para riesgos asociados a sismicidad se utilizó la siguiente ecuación:

("Fracking" OR "Fracturing" OR "Hydraulic") AND ("Shale") AND ("Oil & Gas" OR "Oil and Gas" OR "Oil" OR "Gas" OR "Petroleum" OR "Methane" OR Fluid*) AND ("Impact" OR "Risk" OR "Hazard" OR "Contingency" OR "threat") AND ("Earthquake" OR "seismic" OR "Seismicity" OR "Seismicity")

La búsqueda en ONE PETRO de la SPE, se realizó con el énfasis de encontrar documentación acerca de estudios de caso, por lo cual se complementó la ecuación de búsqueda. Se utilizó la siguiente ecuación:

("Fracking" OR "Fracturing" OR "Hydraulic") AND ("Shale") AND ("Oil & Gas" OR "Oil and Gas" OR "Oil" OR "Gas" OR "Petroleum" OR "Methane" OR "Fluid" OR "Flow Back" OR "Flowback" OR "Hydrocarbon") AND ("Discharge" OR "Leak" OR "Leaking" OR "Percolate" OR "Spill" OR "Migration" OR "Transport" OR "Transportation" OR "Emission") AND ("Impact" OR "Risk" OR "Hazard" OR "Contingency" OR "Pollution" OR "Contamination" OR "Poisoning" OR "Threats" OR ("Fault" OR "Integrity")) AND ("Impact" OR "Risk" OR "Hazard" OR "Contingency" OR "Pollution" OR "Contamination" OR "Poisoning" OR "Threats" OR "Waste")) AND ("Environment" OR "Environmental" OR "Water" OR "Groundwater" OR "Soil" OR "Air" OR "Atmospheric" OR "Drinking Water") AND ("case study" OR "case of study" OR "study case")

Con las ecuaciones de búsqueda anteriores, una vez descartados duplicados seleccionados con las tres ecuaciones se recolectaron en total 215 artículos. Se llevó a cabo una revisión de título y contenido. Se distribuyeron de la siguiente manera, ver Cuadro 2

Cuadro 2. Resultados de revisión bibliográfica por base de datos y por tema.

Base de datos	Énfasis	Artículos	Por temática	Artículos
ISI WoS	Riesgos Ambientales "FH-PH" en "Shale"	126	Contexto	25
			Método	15
			Riesgos específicos	51
			N.A.	35
	Sismicidad	42	Sismicidad	42
			N.A.	--
ONE PETRO/SPE	Estudios de caso	47	Estudios de Caso	47
			N.A.	--

3.1.1. Selección y Clasificación de la Información. Debido a la cantidad de artículos obtenidos en la búsqueda se decidió realizar un filtro mediante un análisis de contenido realizado a los resúmenes o “abstracts”, mediante criterios como: año de publicación, área temática, ubicación geográfica, énfasis técnico, entre otros.

3.2. DEFINICIÓN Y DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

Según variadas fuentes y documentos de entidades como la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y la administración de energía de los Estados Unidos (EIA US por sus siglas en inglés), Colombia es el tercer país en Suramérica con mayor potencial de yacimientos de “shale” o lutitas, solo superado por Argentina y Brasil. El potencial estimado de reservas de petróleo técnicamente recuperables en “shale” en Colombia es de 6.800 millones de barriles y el de reservas de gas es de 55 Tera pies cúbicos (Tcf). Estas reservas están distribuidas en tres de las principales cuencas: Catatumbo, Llanos y Valle Medio del Magdalena. Según estimaciones de la Vicepresidencia de Desarrollo y Producción de ECOPETROL S.A., solo en el VMM podrían recuperarse 1,6 Billones de barriles de petróleo equivalente⁸.

La cuenca del Valle Medio del Magdalena, es tal vez la cuenca más conocida y más estudiada en Colombia, ya que fue en esta donde empezó la industria petrolera colombiana y ha tenido un permanente e intensivo desarrollo petrolero. Cuenta con una gran cantidad de campos en producción, con una red de transporte por ductos importante, así como abundante infraestructura de vías, puertos y transporte multimodal. Además, cuenta con la refinería de Barrancabermeja y está relativamente cerca de la refinería de Cartagena.

⁸ EIA, U. S. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Australia. US Department of Energy, Washington, DC, 2015.

Dado lo anterior, la cuenca del VMM resulta estratégica para un eventual desarrollo y explotación de los recursos hidrocarburíferos asociados a los yacimientos denominados por la ANH como de roca generadora. En el informe de resultados de la ANH del año 2017 se enuncian los bloques de “Yacimientos No Convencionales” correspondientes al VMM. Ver Cuadro 3.

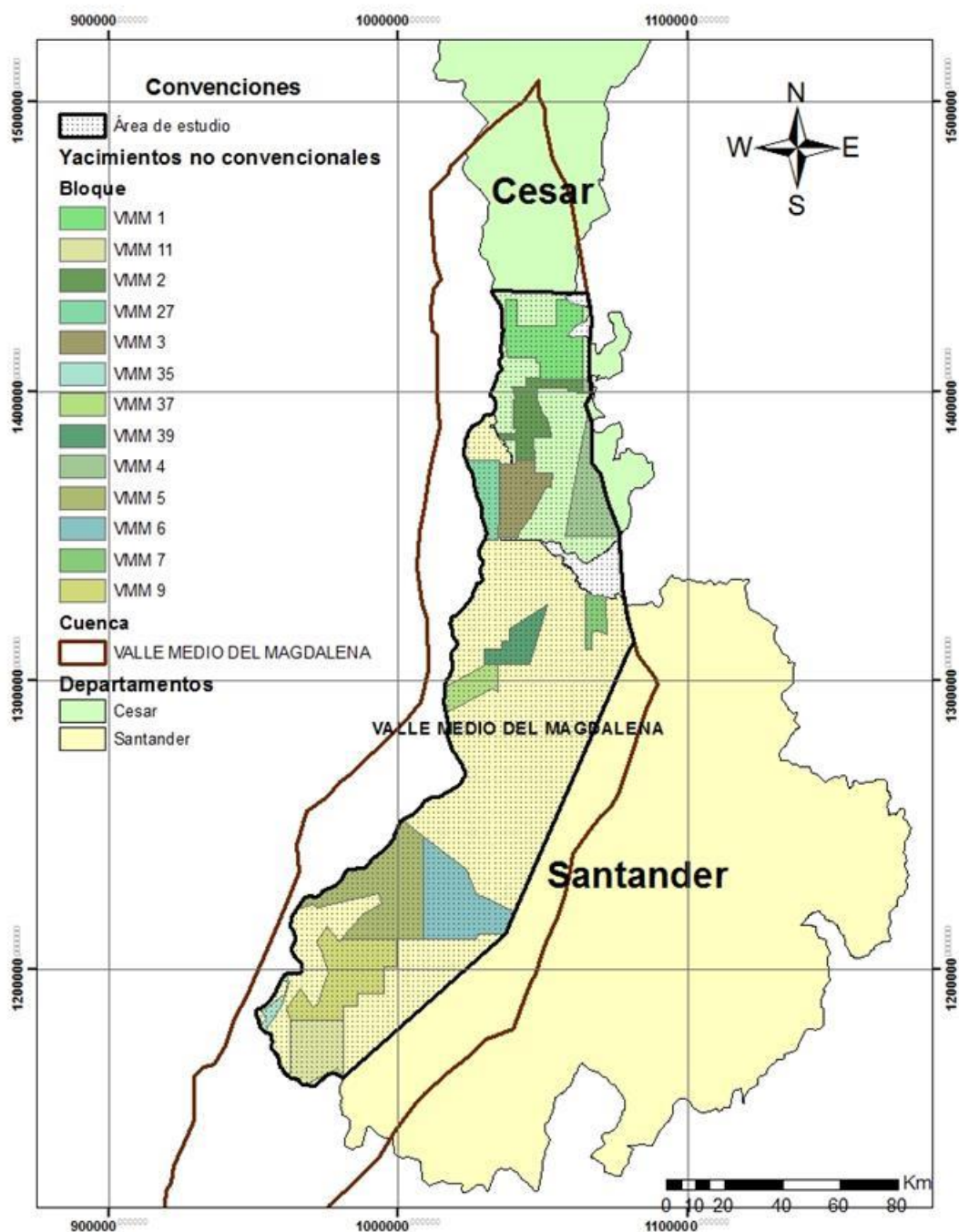
Cuadro 3. Bloques adjudicados por la ANH en el departamento de Santander y Cesar, con su respectiva compañía operadora.

BLOQUES ADJUDICADOS POR LA ANH	
BLOQUE	OPERADORA
VMM 3	CONOCOPHILLIPS
VMM 5	ECOPETROL S.A.
VMM 9	PAREX
VMM 37	EXXON MOBIL
VMM 2	CANACOL
VMM 4	LOH ENERGY
VMM 1	LEWIS ENERGY
VMM 6	ECOPETROL S.A.
VMM 11	PAREX
VMM 35	ALANGE ENERGY
VMM 39	CLEAN ENERGY
VMM 7	RANGE
VMM 27	SHELL

Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburo. (2017). Indicadores y estrategias de crecimiento del sector hidrocarburos colombiano.

Con base en la información de la ANH, los límites de los departamentos de Cesar y Santander, así como la delimitación de la denominada cuenca sedimentaria del Valle Medio del Magdalena, se definió el área de estudio, que se puede observar en la Figura 3.

Figura 3. Definición del área de estudio.



Como se ha mencionado, la cuenca del VMM es una de las cuencas más estudiadas del país, no solo desde el punto de vista geológico. Dado lo anterior, se seleccionaron las fuentes más representativas de información para el área de

estudio, teniendo como prioridad las fuentes de información de entidades del estado como el Servicio Geológico Colombiano (SGC), el Instituto de estudios ambientales y meteorológicos IDEAM y la ANH, entre las más importantes. A partir de los documentos y referencias de dichas entidades se realizó la descripción de los componentes ambientales más relevantes para el objeto del estudio, que son básicamente la geología de subsuelo, la hidrología, la hidrogeología y la sismicidad.

3.3. ANÁLISIS DE RIESGOS

De los casos documentados encontrados en la revisión bibliográfica se seleccionaron aquellos con información suficiente para el estudio y comprobada relación de causalidad con las operaciones petroleras. Estos casos permitirían entender el riesgo/factor de riesgo/escenario de riesgo para el análisis de riesgos.

Teniendo en cuenta que en Colombia no se han llevado a cabo operaciones de fracturamiento hidráulico en “shales” para el desarrollo de yacimientos no convencionales y que por lo tanto no se cuenta con datos históricos y estadísticos que permitan estimar probabilidades para los escenarios de riesgos, en este estudio se decidió utilizar un método cualitativo. El método cualitativo para análisis de riesgos más reconocido en la industria petrolera mundial y nacional, es el diseñado por SHELL, conocido como RAM (Risk Assessment Matrix) o MATRIZ DE ANÁLISIS DE RIESGO, publicado por primera vez en 1996 y cuya última modificación se conoció en el 2016. Este método ha sido ampliamente usado a nivel mundial en la industria de los hidrocarburos, y en Colombia es utilizado por las empresas del GRUPO ECOPETROL, además de otras compañías internacionales.

La matriz de evaluación de riesgos (RAM) es una herramienta muy útil para priorizar actividades y recursos en gestión de riesgos, basada en aplicar el

conocimiento y la experiencia de eventos o incidentes del pasado, para predecir riesgos futuros. En el eje vertical usualmente se indican las categorías de consecuencias (vulnerabilidad) en las diferentes categorías a evaluar (personas, activos, medio ambiente, reputación, etc.). En el eje horizontal se incluyen las categorías de probabilidad de las consecuencias. Las diferentes celdas de la matriz, representan los niveles de riesgo de mayor a menor, usualmente coloreadas según las convenciones definidas por el evaluador para los diferentes valores de riesgos⁹.

Dado que el método seleccionado para el análisis de riesgos es cualitativo, para darle más objetividad se decidió utilizar la metodología DELPHI, para estructurar un proceso grupal y multidisciplinario que reduzca la subjetividad del análisis.

3.3.1. Método DELPHI. El método DELPHI, inspirado en el antiguo oráculo de Delphos, fue ideado a mediados del siglo pasado por Olaf Helmer y Theodore Gordon, en el centro de investigación estadounidense RAND¹⁰.

El método consiste en seleccionar un grupo de expertos con amplios conocimientos académicos, técnicos y/o empíricos en el tema a estudiar y consultar su opinión sobre situaciones de futuro en una o más rondas sucesivas, anónimas e independientes. El tema a consultar son las probabilidades de confirmación de hipótesis o acontecimientos con relación al tema en cuestión, sobre las cuales se busca un relativo consenso entre el grupo. Para construir consenso usualmente es necesaria la consulta sucesiva, con el fin de disminuir la dispersión de opiniones. Aunque la opinión consensuada no es el objetivo en sí mismo del uso del método ni es requisito para su éxito; Ya que eventualmente se acepta como resultado opiniones divergentes con su debida argumentación.

⁹ SHELL. Risk Assessment Matrix, Issue 3.0. Marzo, 2006.

¹⁰ ASTIGARRAGA E. El método Delphi. San Sebastián: Universidad Deusto, 2008. Disponible en: http://www.prospectiva.eu/cursopropectiva/Metodo_delphi.doc.

Aunque es un método de pronóstico cualitativo, Cruz Ramírez y Rúa Vásquez¹¹ consideran que ha habido “un crecimiento acelerado de la actividad científico-técnica relacionada con este método” y concluyen que “las técnicas cuantitativas son efectivas para caracterizar el desarrollo de este método, incluso más allá del marco de la prospectiva”.

3.3.2. Consulta a expertos. Teniendo en cuenta su trayectoria, su experiencia, su conocimiento académico y técnico del tema en cuestión, se seleccionaron los siguientes expertos para ser consultados en la evaluación de riesgos:

Cuadro 4. Expertos consultados.

EXPERTO EVALUADOR	DESCRIPCIÓN PERFILES EXPERTOS CONSULTADOS		
	ESTUDIOS DE PREGRADO	ESTUDIOS DE POSGRADO	EXPERIENCIA
1	Ingeniero de Petróleos	Diplomado en Fracturamiento Hidráulico.	Más de 30 años de experiencia en compañías operadoras y de servicios, en producción y estimulación de yacimientos.
2	Ingeniero Civil	MSc Ingeniería Recursos Hídricos. PhD Ingeniería Civil-Hidrogeología	Profesor Asociado de la Facultad Ingeniería Civil, UNAL. 20 años de experiencia como consultor y asesor en hidrogeología y recursos hídricos.
3	Ingeniero Civil	MSc Ingeniería Recursos Hídricos	Consultor Senior en Análisis y Gestión de Riesgos. Más de 25 años de experiencia en consultoría en las áreas civil, hidrológica y ambiental.
4	Ingeniero Civil	PhD en Geología-Geotectónica (Colorado School of Mines).	25 años de experiencia en integración de información geológica con información geofísica, geomecánica y de ingeniería.
5	Ingeniero de Petróleos	MS Gerencia e Ingeniería de Gas y Energía (Universidad de Oklahoma, USA)	Más de 20 años de experiencia Gerencia Ambiental y de Proyectos, ingeniería de yacimientos, desarrollo de negocios de exploración y explotación de yacimientos.
6	Geólogo	PhD Geología-Geoquímica. (Wyoming University, USA).	Docente de la Escuela de Geología de la UIS por más de 30 años. Investigador del Grupo de Investigación en Geología de Hidrocarburos y Carbones de la UIS.

¹¹ CRUZ RAMÍREZ, Miguel; RÚA VÁSQUEZ, José Alberto. Surgimiento y desarrollo del método Delphi: una perspectiva cuantitativa. Biblios, 2018, no 71, p. 90-107.

3.4. PROPUESTA DE LINEAMIENTOS GESTIÓN DE RIESGOS

Una vez identificados y evaluados los riesgos objeto del presente estudio (ver capítulo 6 de este documento), se procedió a formular lineamientos de gestión técnicos, ambientales o jurídicos, que contribuyan a mitigar los riesgos identificados como altos o moderados.

Para la propuesta de lineamientos de gestión se utiliza como marco, la política y el sistema nacional de gestión de riesgos adoptado mediante la Ley 1523 de 2012. Con el fin de articular las propuestas al esquema de gestión propuesto por el Estado.

Posteriormente, se identificaron los actores involucrados en la adopción y ejecución de los lineamientos de gestión, para proponer acciones dentro del marco del lineamiento, para el Estado, sector industrial y la academia.

4. IDENTIFICACIÓN DE EXPERIENCIAS Y ANÁLISIS DE RIESGO (DEFINICIÓN DE ESCENARIOS).

El objetivo principal de la revisión bibliográfica, además de conocer y documentar el contexto técnico y el marco conceptual del trabajo de aplicación, fue encontrar casos documentados de materialización o activación de amenazas o peligros o riesgos ambientales atribuidos a operaciones de “FH-PH”.

Los 7 casos documentados en este capítulo, fueron casos con un establecimiento del contexto suficiente para el estudio y comprobada relación de causalidad con las operaciones petroleras, preferiblemente establecida por una autoridad ambiental o una comisión técnica/científica de carácter neutral. Estos casos permitieron la comprensión de los fenómenos de fuga, migración y afectación del medio ambiente, para entender el riesgo/factor de riesgo/escenario de riesgo. La documentación de los eventos usados en este trabajo, los hace un hecho probable (no solo posible) para ser tenido en cuenta en el análisis de riesgos.

4.1. DESCRIPCIÓN CASOS DE ESTUDIO

4.1.1. Derrame en superficie de fluidos de retorno en “Weiber Creek”. En 2010 el Departamento de Protección Ambiental de Pensilvania (PA-DEP por sus siglas en inglés) multó a una compañía petrolera, por un derrame ocurrido en noviembre de 2009. Fallas mecánicas en una bomba y una válvula ocasionaron una fuga con posterior derrame de 4.200galones (100Bbls aprox.) de fluidos de retorno (“flowback”) de una operación de fracturamiento hidráulico, que alcanzaron la quebrada “Weiber”, tributaria del Río Tioga, en el estado de Pensilvania¹².

¹² MICHAELS, Craig; SIMPSON, James L. y WEGNER, William. Fractured communities: Case studies of the environmental impacts of industrial gas drilling. Riverkeeper Inc, 2010.

La falla mecánica provocó la fuga del fluido de retorno, el cual fluyó de la plataforma de operaciones hacia un humedal y de ahí a una corriente menor tributaria de la quebrada Weiber, alterando las propiedades físico-químicas (aumento considerable de salinidad) del humedal y los cuerpos de agua afectados con consecuencias sobre la hidrobiología y la fauna íctica de la quebrada y el río. Aunque la compañía realizó actividades de limpieza bajo la supervisión y aprobación del PADEP, fue sancionada con una multa económica¹³.

4.1.2. Fuga de fluido de fracturamiento a subsuelo y superficie, en “Parachute Creek”. En 2008, en el estado de Colorado (USA) 1,4 millones de galones (33.000Bbls aprox.) de fluido de fracturamiento de una compañía petrolera se filtraron desde una piscina de almacenamiento en superficie, contaminando la quebrada Parachute. La empresa tenía almacenado el fluido para unas operaciones posteriores, pero la falta de hermeticidad de la geomembrana que impermeabilizaba la piscina permitió que el fluido se infiltrara en el subsuelo. El estrato de subsuelo receptor de la fuga permitió el desplazamiento lateral del fluido aflorando en un risco sobre un afluente de la quebrada Parachute.

Lo más destacado de este caso, aunque no generó multas para la compañía que causó el derrame, es que a partir de este incidente la Comisión de Conservación de Petróleo y Gas de Colorado (COGCC) desarrolló una serie de regulaciones para piscinas de almacenamiento de fluidos de fracturamiento en la zona de mesetas conocida como “Roan Plateau”, en el occidente del estado¹⁴.

¹³ Ibid., p. 35.

¹⁴ Ibid., p. 35.

4.1.3. Derrame de fluidos de retorno de fracturamiento en “Cross Creek”.

En mayo de 2009, en desarrollo de un proyecto de gas en el “shale” Marcellus, en el condado de Washington, PA, una empresa operadora reportó al Departamento de Protección Ambiental de Pensilvania (PADEP*) una fuga en una tubería que transportaba aguas residuales. La fuga se presentó en dos conexiones de una tubería de 6” de diámetro que conducía agua residual de un fracturamiento hidráulico (“flowback”) desde unos pozos de gas hacía un sitio de disposición final¹⁵.

Las aguas accidentalmente liberadas alcanzaron una quebrada sin nombre, tributaria del Lago “Cross Creek”, en el parque del condado. El contenido químico de las aguas residuales afectó especies biológicas del cuerpo de agua en un trayecto de cerca de un kilómetro. Según el reporte de la compañía, se fugaron cerca de 4.200galones (100Bbls aprox.) de fluidos de retorno del fracturamiento. La compañía responsable de la operación fue multada por el PADEP¹⁶.

4.1.4. Fuga de gas hacia acuíferos aprovechables, en el condado de

“Dimock”. En mayo de 2009, el Departamento de Protección Ambiental de Pensilvania (PADEP) inició un proceso contra una compañía operadora de petróleo y gas por un problema de contaminación con gas de un acuífero que era usado como fuente de suministro de agua para cerca de 20 familias en el condado de Dimock¹⁷.

La investigación de la PADEP que duró no menos dos años, logró demostrar que antes de la estimulación de los pozos no había concentraciones de gas en el agua del acuífero. Además, a partir del análisis de muestras de gas y de agua

* Siglas en inglés Pennsylvania Department of Environmental Protection (PADEP).

¹⁵ ZOBACK, Mark; KITASEI, Saya; COPITHORNE, Brad. Addressing the environmental risks from shale gas development. Washington, DC: Worldwatch Institute, 2010.

¹⁶ Ibid., p. 37.

¹⁷ HAMMOND, Patrick A. The relationship between methane migration and shale-gas well operations near Dimock, Pennsylvania, USA. Hydrogeology Journal, 2016, vol. 24, no 2, p. 503-519.

de los pozos en cuestión, comprobó que el gas presente en el agua captada por la comunidad tenía la misma huella isotópica del gas del anular de los pozos de producción estimulados con “FH-PH”. De hecho, además de metano, se detectó presencia en el agua de otros compuestos químicos, presumiblemente provenientes de los pozos de gas.

Como resultado de la investigación, se taponaron los tres pozos de gas identificados como fuente del gas migrante y posteriormente se detectó una disminución de la concentración de metano en el agua de los pozos afectados. Según lo estableció la investigación, la migración de gas se generó por defectos en la cementación de los pozos de gas en producción estimulados mediante “FH-PH”. El gas migró por el anular mal cementado y llegó a las formaciones acuíferas contaminando el agua, que posteriormente fue captada por la comunidad. La empresa operadora no solo fue multada por la PADEP, sino que tuvo que pagar una millonaria indemnización a las familias afectadas¹⁸.

4.1.5. Migración de gas a través de caminos geológicos y contaminación de acuíferos. Caso “Welles”, Condado Bradford. En el 2011, el Departamento de Protección Ambiental de Pensilvania sancionó a una compañía de gas en el “shale play” de Marcellus, en el condado de Bradford, debido a una comprobada migración de gas del yacimiento, que generó la contaminación del suministro de agua potable de numerosas familias del condado. A mediados del 2010 se reportó presencia de gas, sedimentos y espuma en unos pozos de agua de tres hogares a lo largo del arroyo de “Sugar Run”, además de un burbujeo en el Río Susquehanna.¹⁹.

¹⁸ Ibid., p. 37.

¹⁹ LLEWELLYN, Garth T., et al. Evaluating a groundwater supply contamination incident attributed to Marcellus Shale gas development. Proceedings of the National Academy of Sciences, 2015, vol. 112, no 20, p. 6325-6330.

A partir de las investigaciones desarrolladas por la PADEP, se concluyó que gas extraviado de algunos pozos de gas del Marcellus Shale habían alcanzado el acuífero utilizado por hogares en el sureste del condado. El análisis geológico determinó que los pozos de gas en cuestión, eran interceptados en diferentes profundidades por una falla de empuje que se extendía desde el Marcellus Shale hasta la superficie. Por otro lado, en la revisión del estado mecánico y el completamiento de los pozos, se identificó que solo contaban con revestimiento o “casing” de superficie a unos 300m (900ft) de profundidad en la sección vertical. No se instaló revestimiento o “casing” intermedio y el revestimiento de producción se instaló en la zona de producción de gas de la formación (sección horizontal). Debido a que el completamiento de los pozos no contaba con revestimiento (“casing”) intermedio y había zonas mal cementadas o no cementadas en algunos pozos, se pudo establecer que la falla se conectaba directamente con el hueco “abierto”.

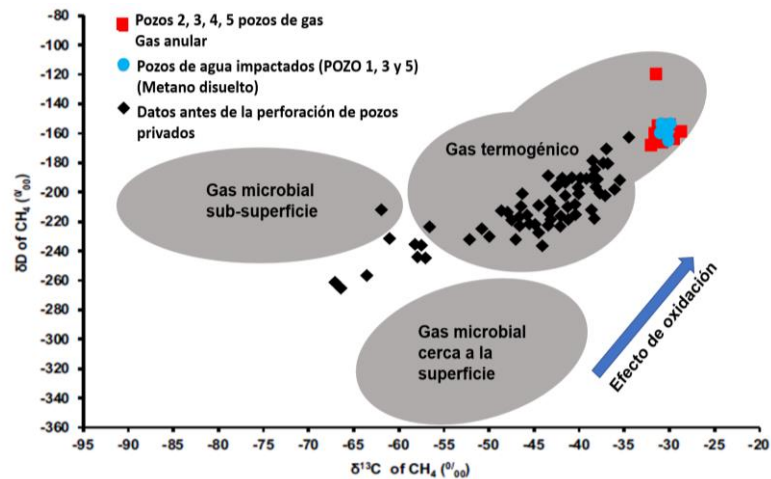
Para identificar el gas en los pozos de agua impactados se tomaron muestras de agua y se hicieron análisis de laboratorio entre julio de 2010 y mayo de 2012, mediante cromatografía de gases y espectrofotometría de masas. A partir de lo cual se concluyó que los pozos de agua tenían presencia de gas metano de origen termogénico, con la misma huella isotópica del gas de los pozos estimulados mediante FH-PH.

Dado lo anterior, PADEP exigió a la compañía de gas la implementación de un diseño de tres revestimientos, incluyendo un revestimiento intermedio que protegería el acuífero superficial. Tras dicha implementación, se permitió a la empresa fracturar hidráulicamente los pozos de gas entre noviembre de 2012 y septiembre de 2013. La PADEP informó que el “burbujeo” de gas cesó después de las actividades de remediación de los pozos.

En la Figura 4, se observa un gráfico de isótopos de carbono en el metano ($\delta^{13}C$ de CH_4), vs isótopo de hidrógeno de metano (δD de CH_4), del gas del anular de

los pozos de gas (color rojo), los pozos de agua (color azul) y datos de pozos de agua antes de la perforación (color negro).

Figura 4. Isotopos de metano de los pozos de gas y de los pozos de agua impactados.



Fuente: LLEWELLYN, Garth T., et al. Evaluating a groundwater supply contamination incident attributed to Marcellus Shale gas development. Proceedings of the National Academy of Sciences, 2015.

En la figura 4 se encuentran tres regiones de tipos de gas, como lo son una de gas termogénico, y las demás de gas microbiano con diferente cercanía a la superficie. Se evidencia consistencia en similitud isotópica del metano, entre el gas muestreado de los espacios anulares y el gas de pozos de agua impactados²⁰.

²⁰ LLEWELLYN, Garth T., et al. Evaluating a groundwater supply contamination incident attributed to Marcellus Shale gas development. Proceedings of the National Academy of Sciences, 2015, vol. 112, no 20, p. 6325-6330.

4.1.6. Migración de gas a través de pozos abandonados. Caso Guindon-Butters. A mediados del 2012, una compañía operadora de campos de petróleo y gas se encontraba operando el pozo denominado “Guindon”, en el condado de Tioga. El pozo fue perforado y completado con un arreglo de cuatro revestimientos desde 13 3/8” hasta 4 1/2” de diámetro. Durante las operaciones de fracturamiento hidráulico (“FH-PH”) del pozo Guindon, en un pozo abandonado cercano denominado Butters, se presentó una irrupción de gas y fluidos en superficie en forma de un geiser de al menos 30ft de altura, que permaneció por más de una semana y se presentaron burbujeos aparentemente de gas en un arroyo cercano al pozo. La compañía gestionó la evacuación temporal de los predios cercanos al pozo abandonado, mientras especialistas en control de pozos, bomberos y reguladores ambientales estatales controlaron la situación.

La investigación llevada a cabo por la compañía y las autoridades ambientales determinó un “efecto dominó”, desencadenado por la perforación de unas bolsas someras de gas durante la perforación del pozo Guindon, que motivó el flujo de gas a través de estratos permeables sub-superficiales hacia el pozo abandonado Butters. El pozo Butters había sido operado en la década de los 30’s a una profundidad de 1.641m (5.385ft) y los registros originales indicaban que el pozo estaba sellado de 4.033’ a 5.392’ y tenía cuatro revestimientos. Durante su perforación, están documentados incidentes por influjos de gas, que incluso ocasionaron reventones (“blow outs”), no obstante, el pozo no fue comercialmente productor y fue abandonado. El tiempo de inactividad del pozo presumiblemente generó problemas de integridad en los revestimientos de superficie e intermedio, que generaron un camino preferencial para el gas, permitiendo que llegara a superficie.

La compañía operadora conocía la existencia del pozo abandonado, ya que se habían ubicado los pozos en la zona y se habían evaluado informes detallados de perforación y certificados que demostraban que habían sido taponados de

acuerdo con los estándares estatales de la época, por lo cual se asumió que habían sido correctamente abandonados y no representarían ningún riesgo adicional; Sin embargo, la evidencia posterior demostró lo contrario²¹.

4.1.7. Actividad sísmica correlacionada con eventos de fracturamiento.

Caso: Hilcorp, Condado Mahoning. En marzo de 2014, se registraron una serie de cinco sismos de magnitud entre 2.1 y 3.0ML (conocida como escala de Richter) en Poland Township, condado de Mahoning, Ohio. La actividad sísmica se presentó a menos de un kilómetro de radio de un sector donde se estaban perforando pozos de petróleo y gas, uno de los cuales se estaba estimulando hidráulicamente al momento del evento sísmico de 3.0. El Departamento de Recursos Naturales de Ohio (ODNR) suspendió las operaciones en el pozo y posteriormente anunció que existía una “conexión probable” entre el fracturamiento hidráulico y los movimientos telúricos. ²²

Skoumal et al.²³ realizaron un análisis de causalidad entre el fracturamiento hidráulico y la sismicidad en Poland, usando un procedimiento de coincidencia de plantilla sismográfica para eventos entre el 2011-2014. Los investigadores identificaron 77 eventos entre el 4-12 de marzo de 2014 que coincidieron temporal y espacialmente con las operaciones de fracturamiento hidráulico. Identificaron movimientos telúricos desde un ML cercano a 1 hasta 3. La comunidad solo reportó el de 3.0, probablemente los menores no los percibió. La proximidad temporal y espacial de los sismos a las operaciones de fracturación hidráulica sugiere fuertemente la relación causal.

²¹ STATE IMPACT PENNSYLVANIA. Perilous Pathways: How Drilling Near An Abandoned Well Produced a Methane Geyser. Disponible en: <https://stateimpact.npr.org>

²² SKOUMAL, Robert J.; BRUDZINSKI, Michael R.; CURRIE, Brian S. Earthquakes induced by hydraulic fracturing in Poland Township, Ohio. Bulletin of the Seismological Society of America, 2015, vol. 105, no 1, p. 189-197.

²³ SKOUMAL, Robert J.; BRUDZINSKI, Michael R.; CURRIE, Brian S. Earthquakes induced by hydraulic fracturing in Poland Township, Ohio. Bulletin of the Seismological Society of America, 2015, vol. 105, no 1, p. 189-197.

La presión de poro en el plano de falla pudo haber sido elevada debido a la inyección de fluidos de fracturamiento hidráulico sobre fallas previamente existentes, ya sea como resultado de la intersección con el pozo o por la comunicación hidráulica entre el intervalo de inyección y la falla activa durante la estimulación. En esta interpretación, el aumento de la presión del fluido redujo el esfuerzo normal efectivo a la superficie de falla y la resistencia al deslizamiento fue superada, causando el sismo. Además de la estrecha relación temporal entre inyección y sismicidad, las magnitudes registradas son relativamente grandes (entre 2 y 3M_L) en comparación con la microsismicidad de fracturación hidráulica (usualmente menores a 0M_L) y el análisis de los movimientos telúricos indicó el deslizamiento en una falla preexistente orientada de manera óptima en el campo de esfuerzo regional.

4.2. DEFINICIÓN DE ESCENARIOS DE RIESGO

De acuerdo con los hallazgos ilustrados en el numeral anterior, se identificaron los diferentes elementos para el análisis de riesgos, identificando amenazas o eventos iniciantes o factores de riesgo y sus escenarios de riesgos correspondientes.

Cuadro resumen con etapas/amenazas/escenarios de riesgos:

Cuadro 5. Etapas/amenazas/escenarios de riesgos.

IDENTIFICACIÓN DE ESCENARIOS DE RIESGO				
No	CASO ESTUDIADO	EVENTO INICIANTE	ESCENARIO DE RIESGO	CONSECUENCIA AMBIENTAL
1	Derrame en superficie de fluidos de retorno en "Weiber Creek"	Fallas mecánicas en equipos de conducción y bombeo en superficie.	Derrame/escape de fluidos de fracturamiento o fluidos de retorno sobre terrenos naturales	Contaminación de suelo y aguas superficiales
2	Fuga de fluido de fracturamiento a subsuelo y superficie, en "Parachute Creek"	Falla de integridad sistemas de almacenamiento en superficie.	Derrame/escape de fluidos de fracturamiento o fluidos de retorno sobre terrenos naturales	Contaminación de suelo y aguas superficiales
3	Fuga de gas hacia acuíferos aprovechables, en el condado de "Dimock".	Falla de integridad en el estado mecánico del pozo en perforación o producción, con migración de fluidos de producción.	Fuga/escape de hidrocarburos que alcance formaciones acuíferas aprovechables	Contaminación de suelo y aguas subterráneas en formaciones suprayacentes
4	Migración de gas a través de caminos geológicos y contaminación de acuíferos. Caso "Welles", Condado Bradford.	Migración de fluidos de fracturamiento o producción a través de caminos preferenciales geológicos desde la formación estimulada.	Fuga/escape de hidrocarburos que alcance formaciones acuíferas aprovechables	Contaminación de suelo y aguas subterráneas en formaciones suprayacentes.

[Continuación Cuadro 5]

IDENTIFICACIÓN DE ESCENARIOS DE RIESGO				
No	CASO ESTUDIADO	EVENTO INICIANTE	ESCENARIO DE RIESGO	CONSECUENCIA AMBIENTAL
5	Migración de gas a través de pozos abandonados. Caso: Guindon-Butters.	Falla de integridad en el estado mecánico de pozos abandonados, con conexión vía formación o vía falla o fisura, con formaciones productoras estimuladas.	Fuga/escape de hidrocarburos que alcance formaciones acuíferas aprovechables	Contaminación de suelo y aguas subterráneas en formaciones suprayacentes.
6	Actividad sísmica correlacionada con eventos de fracturamiento. Caso: Hilcorp, Condado Mahoning.	Activación de fallas existentes por aumento en la presión de poro por efecto del fracturamiento hidráulico.	Activación o intensificación de actividad sísmica	Activación o agravamiento de fenómenos erosivos o deterioro de infraestructura

5. DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

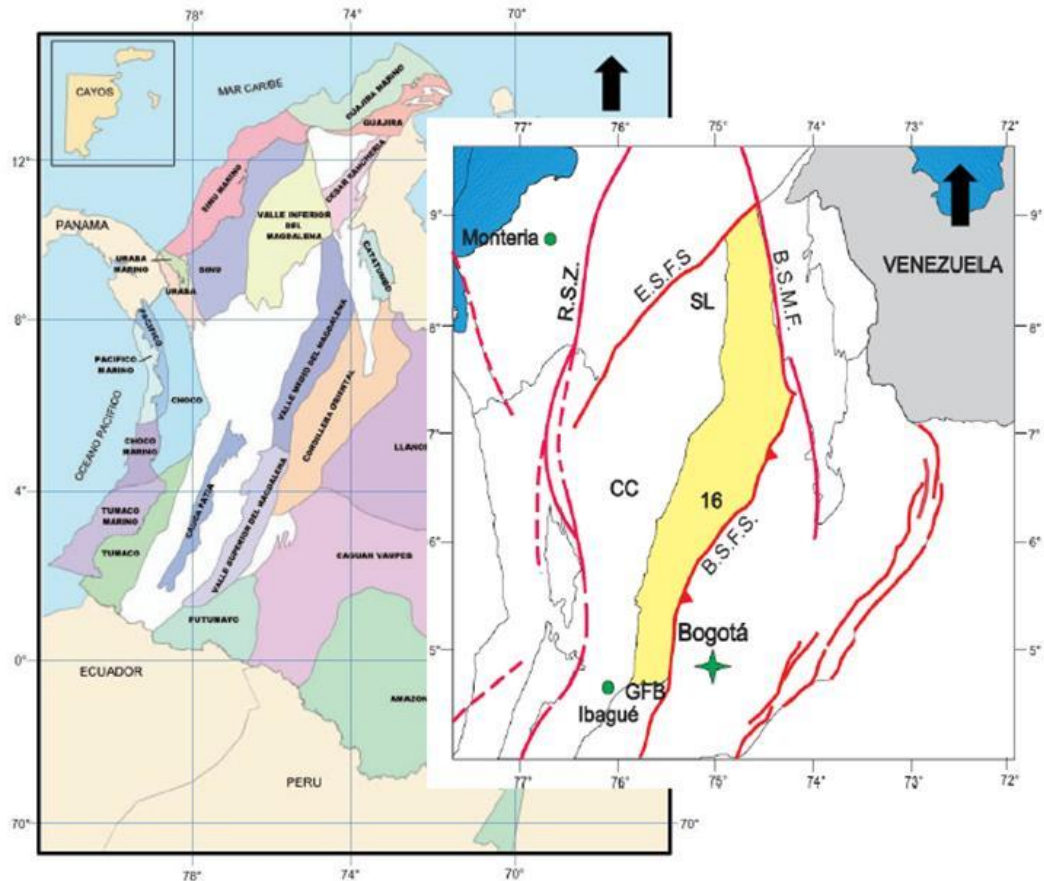
5.1. RASGOS ESTRUCTURALES Y CONTEXTO GEOLÓGICO CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA

El Valle Medio del Magdalena (VMM) abarca parte de los departamentos de Boyacá, Santander, Cundinamarca, Antioquia, Cesar, entre otros y se ubica en la región central de Colombia entre las cordilleras Orientas y Central.

El VMM presenta variados estilos estructurales desarrollados durante diferentes episodios tectónicos de su evolución, relacionados con los levantamientos de la Cordillera Oriental y Central. La zona oriental presenta un sistema de fallas inversas, predominantemente de cabalgamiento, con tendencia NE-SW y vergencia hacia el occidente, correspondiente al sistema de fallas Bituima–La Salina. La falla de Bucaramanga–Santa Marta corresponde a una falla de rumbo sinistral de amplia influencia en la conformación estructural actual del sector noreste de Suramérica. La región central de la cuenca se destaca por la presencia de anticlinales apretados y sinclinales asimétricos orientados N-S, destacándose como estructura principal el anticlinal de la Cira–Infantas. El límite occidental presenta fallas inversas y de cabalgamiento, con vergencia principal hacia el Oriente y un fuerte componente transpresiva²⁴. Ver Localización Valle Medio del Magdalena Figura 5.

²⁴ MEJIA Y. y OSORIO K. Análisis de Factores de Riesgos Geológicos del Valle Medio del Magdalena Frente a la Implementación de la Técnica del Fracturamiento Hidráulico en Yacimientos en Roca Generadora (Fracking). UIS, 2020.

Figura 5. Localización del VMM, configuración estructural.



Fuente: BARRERO, Darío, et al. Colombian sedimentary basins: Nomenclature, boundaries and petroleum geology, a new proposal. Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2007.

5.1.1. Estratigrafía generalizada valle medio del magdalena. La cuenca del VMM está compuesta en gran parte por una secuencia sedimentaria, la cual abarca rocas desde el pre-Cretáceo hasta el reciente que puede ser resumida en la tabla Estratigrafía del VMM (Cuadro 6) y en la figura Columna Estratigráfica Generalizada del VMM (Ver Figura 6).

Cuadro 6. Estratigrafía del VMM.

Formación	Litología
Formación Tambor	Comprende la mayor extensión en la CERS, con niveles bien definidos de cuarzoareniscas, con superficies de oxidación, intercaladas con lodolitas silíceas, fisiles, de color gris hacia el contacto superior que es concordante con la formación Rosablanca. Por otro lado, se observan niveles de areniscas oscuras, con algún aporte de tipo carbonáceo (Mejía Y. y Osorio K., 2020)
Formación Rosa Blanca	Está compuesta en su parte inferior por capas de caliza y yeso, con oolitos, ostrácodos y dolomías; hacia la parte superior consta de areniscas y lodolitas calcáreas. En la parte inferior presenta depósitos evaporíticos como yeso y polihalita que indican una hipersalinidad y tranquilidad en las condiciones de depositación; el resto de la secuencia se depositó en un medio marino somero en condiciones neríticas. (Cardozo y Ramírez, 1985)
Formación paja	Está constituida por lutitas y shales gris oscuros a azulosos, fosilíferos, con intercalaciones de areniscas gris amarillentas, de grano fino, con algunas intercalaciones de shales grises, localmente arenosos, calcáreos, fosilíferos, con intercalaciones de areniscas gris amarillentas, de grano fino, también pequeñas intercalaciones de calizas grises, fosilíferas. (Morales, et al., 1958)
Formación Tablazo	Conjunto de capas de calizas fosilíferas masivas (bioesparitas). Se encuentra constituida por «capas macizas de caliza extremadamente fosilíferas y margas, las primeras predominando en su parte superior y las últimas en la inferior». Está representada por calizas grises a gris claras, en bancos gruesos, micríticos, duras, localmente con abundantes conchas de bivalvos, intercalaciones delgadas de lodolitas calcáreas con nódulos elipnoidales, en la base conglomerado gris con cantos de caliza, chert y cuarzo. (Morales, et al., 1958)
Formación Simití	Conjunto de shales carbonosos, grises a negros, laminados y blandos, localmente calcáreos con concreciones comúnmente fosilíferas impregnadas de aceite. En la parte media registran intercalaciones de areniscas calcáreas con concreciones fosilíferas y hacia el techo capas micríticas con amonitas del Albiano medio. En capas concrecionales se reconocen amonitas del Albiano superior cerca al contacto con la Formación Calizas del Salto. (Mantilla et al. 2006)
Formación La Luna. Miembro Galembo.	Niveles de fosforitas o biomicritas fosfáticas intercaladas entre las biomicritas. Las fosforitas se destacan en capas medias y gruesas e incluso muy gruesas en las que se aprecia la laminación afectada por bioturbación y formando secuencias granocrecientes. Estas secuencias al tope presentan cambios netos a biomicritas endurecidas con láminas plano paralelas de mayor o menor densidad de microfósiles. (Morales et al. 1958).

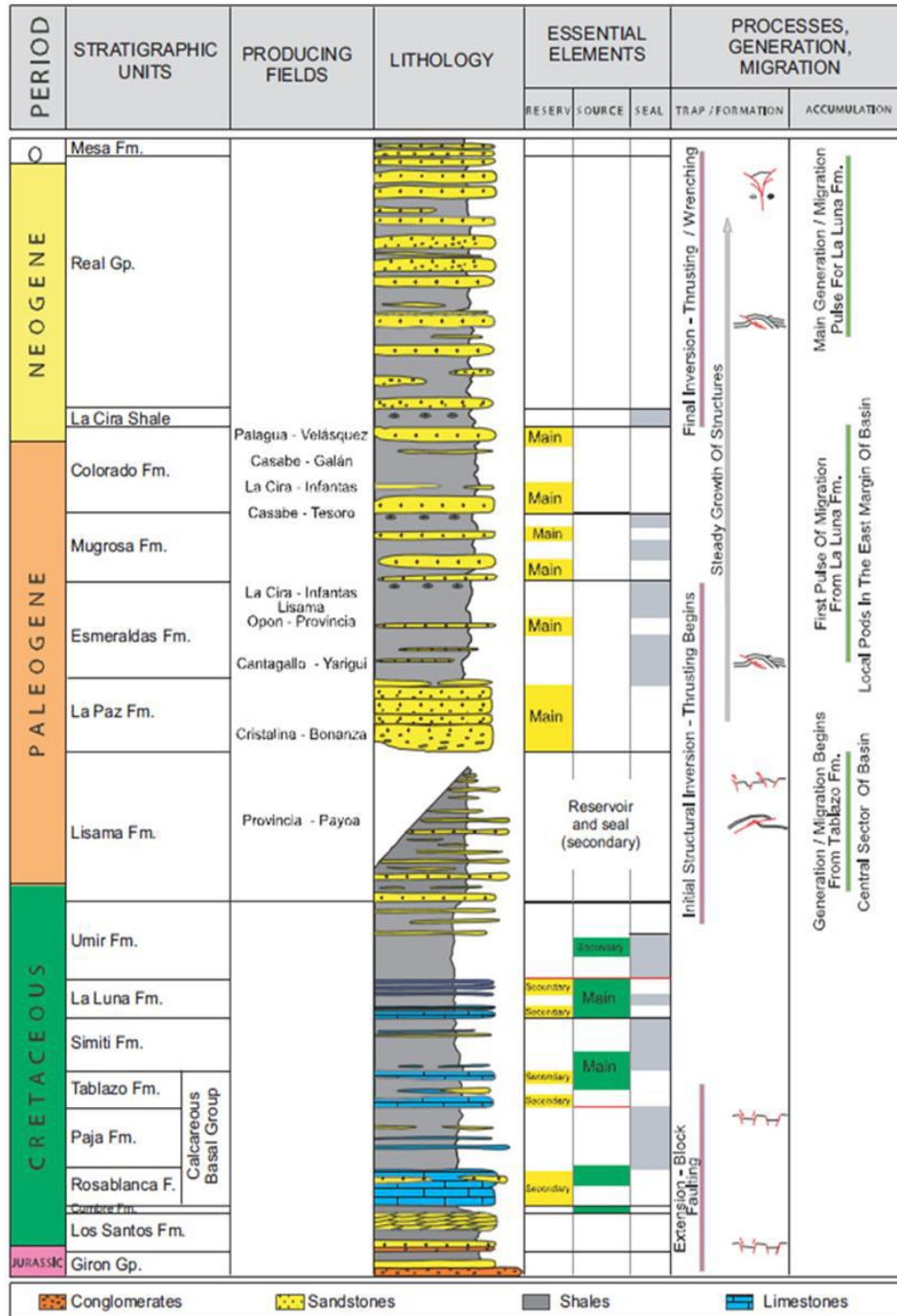
Formación	Litología
Formación La Luna. Miembro Pujamana.	Morales et al. (1958), la describen como un intervalo de shales grises a negros, calcáreos finamente estratificados. Respecto al espesor por la distorsión de los afloramientos y la plasticidad de los shales, las medidas de superficies son poco precisas.
Formación La Luna. Miembro Salada.	Morales et al. (1958) incluye en esta parte inferior shales calcáreos duros, negros finamente laminados en capas delgadas con aspecto de pizarras en afloramiento. Este segmento, está conformado por un conjunto de capas gruesas de biomicritas endurecidas con laminación plana paralela e intercalaciones de eventuales capas medias a gruesas de biomicritas recristalizadas de color gris claro.
Formación Umir	Conjunto de shales grises a negros, carbonosos, micáceos, con concreciones ferruginosas e intercalaciones cada vez más abundantes hacia el techo de areniscas líticas, limolitas grises y presencia de mantos explotables de carbón. Aunque en su gran mayoría son lodolitas grises, son comunes las intercalaciones de arenitas y capas de carbón. (Guerrero, 2011)
Formación Lisama	Se encuentra constituida por una secuencia de lutitas abigarradas, alternadas con areniscas grises, verdosas y pardas, de grano fino a medio y algunas capas delgadas de carbón. El depósito de estos sedimentos ocurrió en un ambiente bajo condiciones lagunares deltáicas. La formación conformada por capas irregulares de conglomerados de intraclastos, capas de arenitas con estratificación cruzada e intercalaciones menores de lodolitas y arenitas finas. (Morales et al. 1958).
Formación La Paz	La secuencia está compuesta por areniscas grises, conglomeráticas, conglomerados, limolitas y grandes paquetes de lutitas grises. El depósito de los sedimentos de esta unidad se desarrolló en un ambiente de corrientes trenzadas. La Formación está constituida por capas gruesas de conglomerados de guijos gruesos a cantos finos y a areniscas gruesas a finas. (Caballero et al. 2010)
Formación Esmeralda	Esta unidad se compone de areniscas grises y verdosas, de grano fino, con intercalaciones de limolitas y lutitas moteadas de rojo, púrpura y pardo; contiene algunas capas delgadas de carbón. El ambiente deposicional fue bajo condiciones lagunares deltáicas. (Caballero et al. 2010)
Formación Colorado	La formación es una espesa secuencia que incluye el horizonte fosilífero de "La Cira". Para Caballero et al. (2010) es una sucesión estrato creciente con facies que permiten predecir abanicos aluviales canaliformes (ríos trenzados) hacia el SNM. (Caballero et al. 2010)

[Continuación Cuadro 6]

Formación	Litología
Grupo real	Conformada de conglomerados de guijos de chert negro, cuarzo, arenisca y suprayacidos de areniscas guijosas con estratificación cruzada e intercalaciones de lodolitas varicoloreadas. Esta unidad se acumula discordantemente sobre la Formación Colorado. Morales et al. (1958)
Formación mesa.	Se compone de una alternancia de gravas de rocas metamórficas, cuarzo y principalmente rocas de tipo volcánico: dacita y andesita; en algunos niveles existe gran cantidad de piedra pómez. Las rocas ígneas y las rocas sedimentarias si bien están presentes tienen poca importancia por su pequeña proporción. Son también frecuentes los bancos de arena tobáceas y pequeñas capas de lutitas blancas.

Fuente: SARMIENTO, Gustavo; PUENTES, Javier; SIERRA, Camilo. Evolución geológica y estratigrafía del Sector Norte del Valle Medio del Magdalena. Geología Norandina, 2015, vol. 12, p. 51-82.

Figura 6. Columna estratigráfica generalizada Cuenca del VMM.



Fuente: BARRERO, Darío, et al. Colombian sedimentary basins: Nomenclature, boundaries and petroleum geology, a new proposal. Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2007, vol. 1, p. 92.

La formación de mayor interés para la exploración de yacimientos en roca generadora es la formación La Luna, que como se mencionó, en la zona de estudio presenta tres segmentos estratigráficos con altos contenidos de carbono orgánico: Galembo (superior), Pujamana y Salada (Inferior). Galembo y Salada son los segmentos cuyo predominio de calizas los hace proclives al fracturamiento hidráulico. Estas formaciones se encuentran en el cretáceo, a profundidades relativamente altas y las suprayace la formación Umir, cuyo predominio de arcillolitas plásticas las hace muy poco fracturables. De otra parte, como menciona el informe de la comisión interdisciplinaria independiente, en los sinclinales del VMM la formación La Luna se trunca con discordancias o discontinuidades que la enfrentan a litologías no aptas para el fracturamiento, lo cual constituye una especie de confinamiento o sello geológico estructural²⁵.

5.2. HIDROLOGÍA E HIDROGEOLOGÍA DEL VMM

5.2.1. Hidrología. La hidrología del área de estudio esta dominada por el Río Magdalena, que es el cuerpo de agua más importante y reconocido del país. El Magdalena recorre aproximadamente 1.550km de longitud, desde su nacimiento en la laguna de La Magdalena, en el macizo colombiano, hasta el mar Caribe en Bocas de Ceniza (Barranquilla).

El sector denominado Magdalena Medio, se inicia en el municipio de Honda (Tolima) y se extiende hasta El Banco (Magdalena), en la desembocadura del río Cesar. En este trayecto de 542 km, el Río mantiene una pendiente media de 0,35m/km, la cuenca tiene un área de drenaje aproximada de 105.850 km² y un caudal promedio de 4.224m³/s a la altura de El Banco, Magdalena. Zona donde comienza a formarse un gran número de ciénagas y caños que tienen su origen

²⁵ ANDRADE, M. et al. Informe sobre efectos ambientales y económicos de la exploración de hidrocarburos en áreas con posible despliegue de técnicas de fracturamiento hidráulico de roca generadora mediante perforación horizontal. Bogotá, D. C., abril de 2019.

en la dinámica fluvial y en las geoformas de la zona plana. Estas ciénagas ejercen un efecto regulador y se comportan como afluentes o efluentes, dependiendo del nivel del agua del río. En el área de estudio, la margen oriental del Río recibe los aportes de los tributarios ríos Negro, Carare, Opón, Sogamoso y Lebrija. (Atlas Cuenca Magdalena, CORPAMAG).

5.2.1.1. Oferta Hídrica. Según el Estudio Nacional del Agua (ENA 2018) elaborado por Instituto de Hidrología, Meteorología y Estudios Ambientales IDEAM, la oferta hídrica es función de la climatología, el régimen hidrológico, las características geológicas y de la cobertura vegetal del área bajo análisis, y se expresa como escorrentía superficial, es decir los flujos de agua superficial. La oferta hídrica se calcula a partir del volumen de agua que escurre en superficie en una determinada ventana de tiempo, descontando la infiltración y la evaporación y se puede expresar en volumen (m^3) o en escorrentía (lámina de agua en mm).

Para el ENA 2018, el IDEAM utilizó los caudales medios mensuales multianuales de las estaciones de la red de monitoreo. La cuantificación de los valores de oferta se llevó a cabo para cinco áreas hidrográficas: Caribe, Magdalena-Cauca, Orinoco, Amazonas y Pacífico. La oferta total del país es $2'023.113Mm^3$ (Millones de m^3), de los cuales $273.338Mm^3$ corresponden al área hidrográfica de Magdalena-Cauca, equivalentes a 13,5% de la oferta total.

Para tener una idea del nivel de oferta hídrica en Colombia con respecto al mundo se puede usar como referencia el concepto de rendimiento, que es el volumen de agua evacuado por la cuenca en un intervalo de tiempo y en un área específica ($l/s/km^2$). En términos de rendimiento promedio, Colombia cuenta con un $56,2l/s/km^2$, el promedio mundial es de $10l/s/km^2$ y el latinoamericano es de $21 l/s/km^2$ (Ideam, 2015).

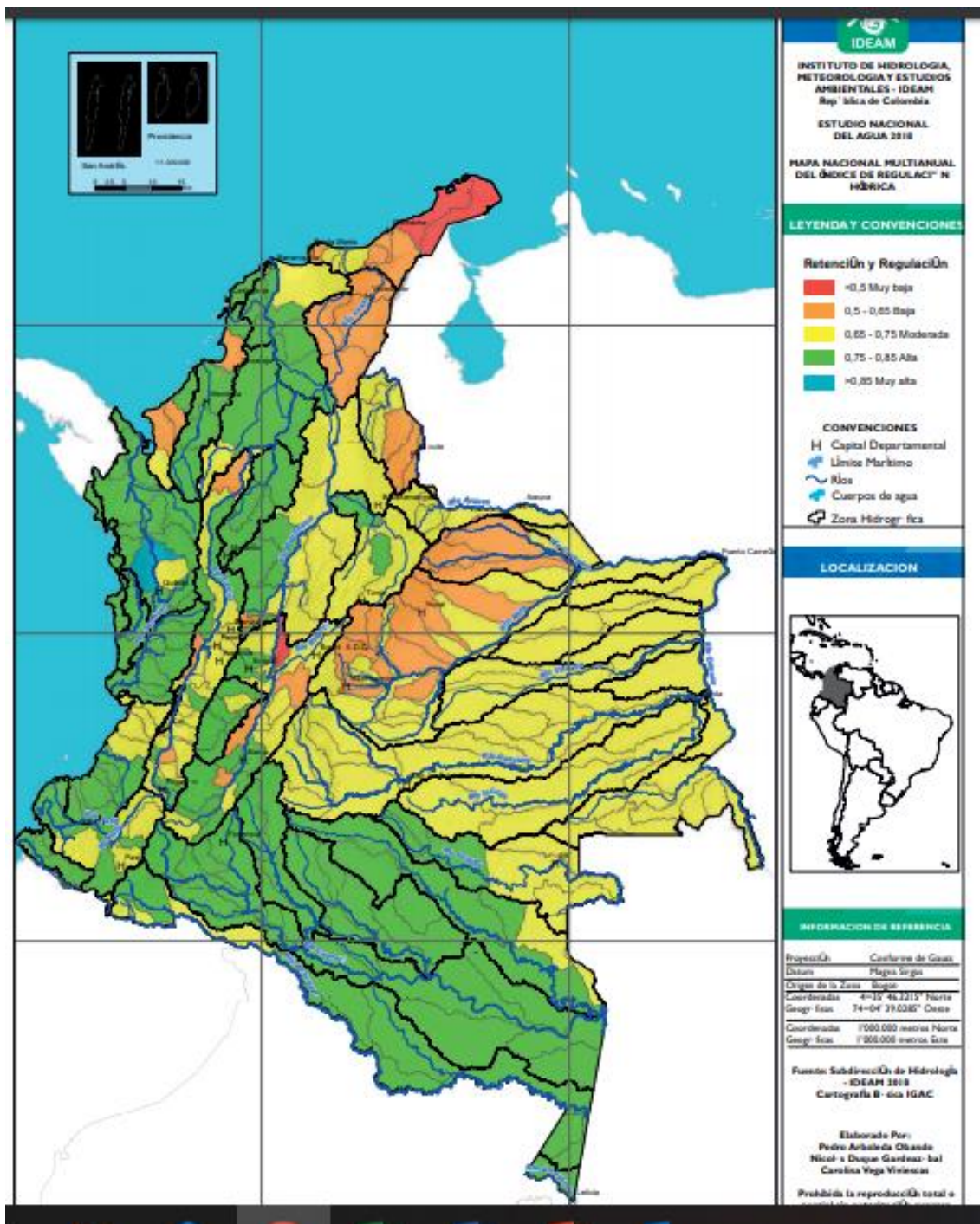
A partir de los anteriores datos, es posible concluir que Colombia tiene una oferta hídrica vasta, aunque no uniforme en el espacio y el tiempo.

Para complementar el análisis de la oferta hídrica existen algunos índices hidroclimatológicos, de los cuales el IDEAM utiliza el índice de aridez y el índice de regulación hídrica. El índice de aridez es un indicador que califica cualitativamente las condiciones naturales de aridez, midiendo el grado de suficiencia o insuficiencia de la precipitación para el sostenimiento de los ecosistemas de una región. El índice de regulación hídrica (IRH) es un indicador asociado al régimen natural de las cuencas que califica cualitativamente la capacidad de retención y regulación hídrica, por medio de la forma de la curva de duración de caudales medios diarios²⁶.

En la Figura 7 se observan los grados de excedencia o déficit de agua en las diversas regiones del país para una condición promedio anual. Índice de regulación hídrica. (Ver figura índice de regulación hídrica)

²⁶ COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE E IDEAM. Estudio Nacional del Agua, 2018.

Figura 7. Mapa Mensual Multianual de Índice de Regulación Hídrica.



Fuente: COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE E IDEAM. Estudio Nacional del Agua, 2018.

De acuerdo con la figura es posible afirmar que el VMM y concretamente el área de estudio, se clasifica como de Moderada y Alta capacidad de retención y regulación hídrica.

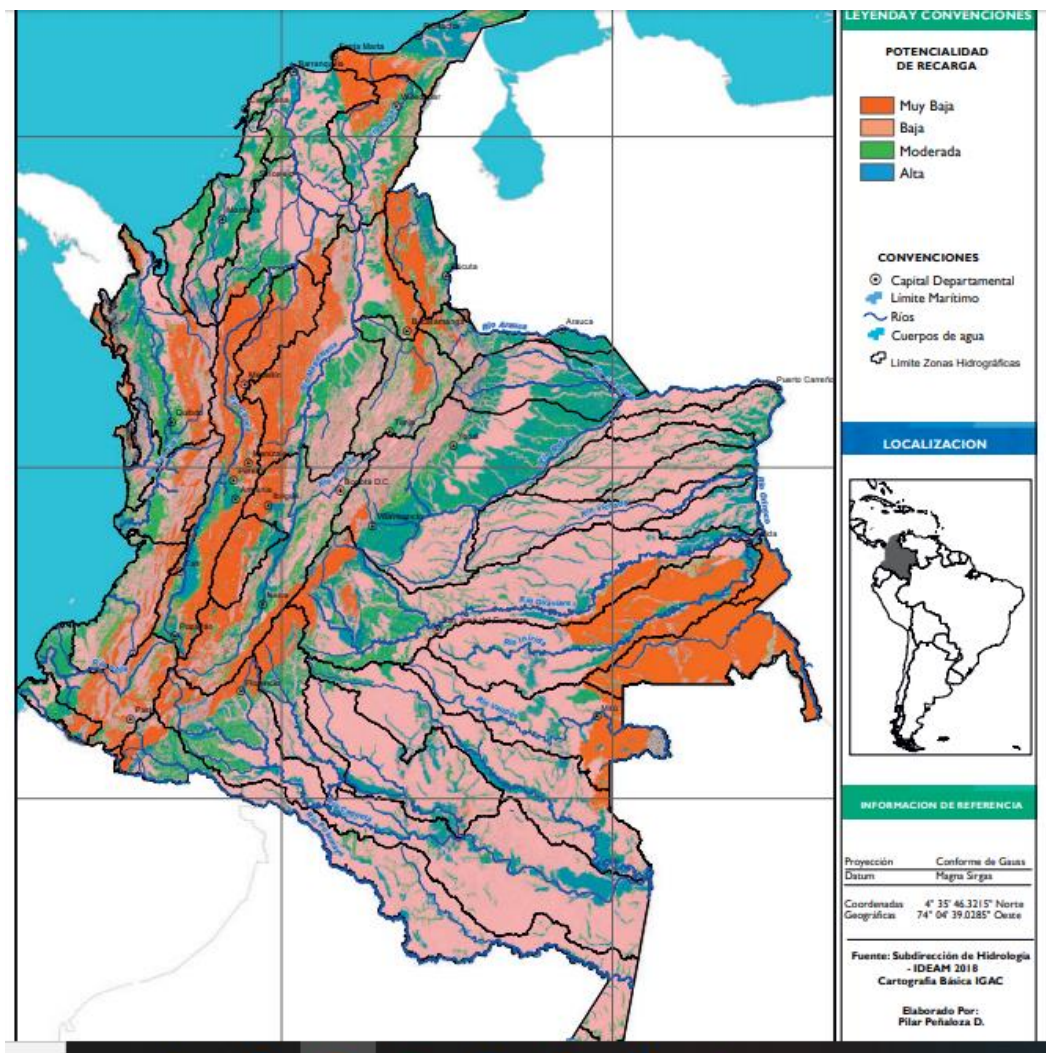
5.2.1.2. Demanda hídrica. En cuanto a la demanda de agua, según el IDEAM, ésta se distribuye en las áreas hidrográficas, de acuerdo con las actividades económicas y su intensidad. La mayor demanda se concentra en el área hidrográfica Magdalena–Cauca con el 69,7%. El análisis por sector muestra que la agricultura y los sectores energía, pecuario y piscícola son los mayores usuarios, con porcentajes del 42%, 25,4% 8,2% y 7,7% respectivamente. Solo estos cuatro sectores demandan cerca del 83% de la oferta de agua del área en cuestión, a la que pertenece el área de estudio del presente trabajo, en donde la demanda oscila entre 300 y 500 Millones de m³ por año.

5.2.2. Hidrogeología. En el ciclo natural del agua, el agua que se infiltra a través del suelo y una vez atraviesa las capas saturadas, alcanza los acuíferos subterráneos. Los acuíferos son unidades de roca o sedimentos, permeables y porosas, que pueden almacenar y conducir agua a través de ellas. El agua circula a través de estas rocas de acuerdo con gradientes hidráulicos, puede filtrarse a cuerpos de aguas lénticos o lóticos o aflorar a través de manantiales o mediante obras artificiales de captación o conducción. El punto de donde procede el agua es la zona de recarga, el punto donde alcanza la superficie es la zona de descarga. La recarga de un acuífero depende de variables como la cobertura vegetal, la geomorfología, la litología y una de las más importantes es el clima, específicamente la precipitación, la humedad, el régimen de vientos, entre otros²⁷.

²⁷ SCHULZ y GARCÍA, 2015. Citado en COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE E IDEAM. Estudio Nacional del Agua, 2018.

5.2.2.1. Zonas de recarga. El IDEAM, en el Estudio Nacional del Agua del 2018, identificó y delimitó las áreas de recarga. Como resultado se elaboró el Mapa Nacional de Zonas Potenciales de Recarga (MZPR), que representa un acercamiento hacia lo que podría ser la disponibilidad del recurso. En el mencionado estudio se ilustra con suficiencia la metodología que se llevó a cabo para la construcción del mapa. El mapa identifica las zonas con Alta, Moderada, Baja y Muy Baja Potencialidad de Recarga. Las áreas de recarga delimitadas se ilustran en el Mapa nacional de zonas potenciales de recarga (MZPR), el cual se puede apreciar en la Figura 8.

Figura 8. Mapa Nacional de Zonas de Recarga.



Fuente: COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE E IDEAM. Estudio Nacional del Agua, 2018.

De acuerdo con el MZPR, el área de estudio presenta zonas de entre baja a moderada potencialidad de recarga. Las zonas con potencialidad moderada de recarga están asociadas a pendientes levemente inclinadas, coberturas de vegetación de cultivos y áreas heterogéneas, intercalaciones de rocas siliciclásticas de grano fino a conglomerático, moderadamente seleccionadas e inmaduras; depósitos recientes mal seleccionados y rocas de origen calcáreo, ubicadas en el área de estudio principalmente en el sector norte del departamento de Santander. Las zonas con potencialidad baja en el área de estudio se encuentran en el sector sur del departamento del Cesar, principalmente en suelos con texturas arcillosas con cobertura de pastos cultivados con vocación ganadera o zonas con litología de rocas siliciclásticas de grano fino a muy fino, de mala selección y redondez, compactadas y cementadas, tipo arcillolitas y limolitas²⁸.

A pesar de los importantes esfuerzos del IDEAM y otras entidades del estado por generar información del componente hidrogeológico, es evidente la falta de información regional y local de la oferta de este recurso, así como de la demanda.

Según el informe ENA del IDEAM del 2014, el área total con posibilidades de almacenamiento de agua subterránea es de 415.000 km² (36% del país) y solo cerca del 15% se ha estudiado. Según el mismo estudio, de la demanda de agua por fuentes, el 25% es de agua subterránea y su uso se distribuye así: agrícola 48,32%; industrial 24,85%; consumo humano y doméstico 17,85%; otros 5,52%; usos múltiples 2,94%; pecuario 0,30%; pesca, maricultura y acuicultura 0,13%; recreativo 0,05% y sin información 0,04%.

²⁸ COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE E IDEAM. Op. cit, p. 46.

5.3. SISMICIDAD DEL ÁREA DE ESTUDIO

Según Londoño et al (2019), debido a que Colombia se encuentra en la interacción de las placas tectónicas de Nazca y del Caribe, con la denominada Placa Suramericana, la actividad sísmica en el país es relativamente alta, principalmente asociada a fenómenos tectónicos. Las regiones con mayor riesgo sísmico en Colombia son: la costa pacífica, las regiones Sur y Occidente, el piedemonte a lo largo de la cordillera oriental (flanco oriental) y el occidente de Santander. La región del Magdalena Medio se considera de riesgo sísmico intermedio.

El VMM se considera una estructura de fosa tectónica (Graben) al encontrarse en medio de las cordilleras Central y Oriental, la apertura en medio de estas dos cordilleras brindan un ambiente propicio para la precipitación de sedimentos. La base de la cuenca VMM cuenta con rocas del basamento cristalino que hace parte de la era paleozoica, sobre las que se depositan rocas de la era mesozoica tardía (Triásico-Jurásico) y de esta forma inicia la secuencia sedimentaria. La cuenca además se encuentra limitada por tres grandes sistemas de fallas: a. al norte con el sistema de fallas Espíritu Santo; b. con el sistema de fallas Bucaramanga-Santa Marta al noreste; c. al sureste con el sistema de fallas Bituima y La Salina.

Según el informe de la comisión interdisciplinaria independiente conformada por el gobierno nacional en el año 2019, el servicio geológico colombiano ha detectado entre 1993 y el 2018 una actividad sísmica considerada relevante en el sector sur de la cuenca y a lo largo de los piedemontes de las cordilleras Oriental y Central. No obstante, en el área de estudio el informe sugiere una menor presencia de eventos sísmicos y por lo tanto una mayor probabilidad de ocurrencia de eventos de baja magnitud²⁹.

²⁹ ANDRADE, M. Op. cit, p. 46.

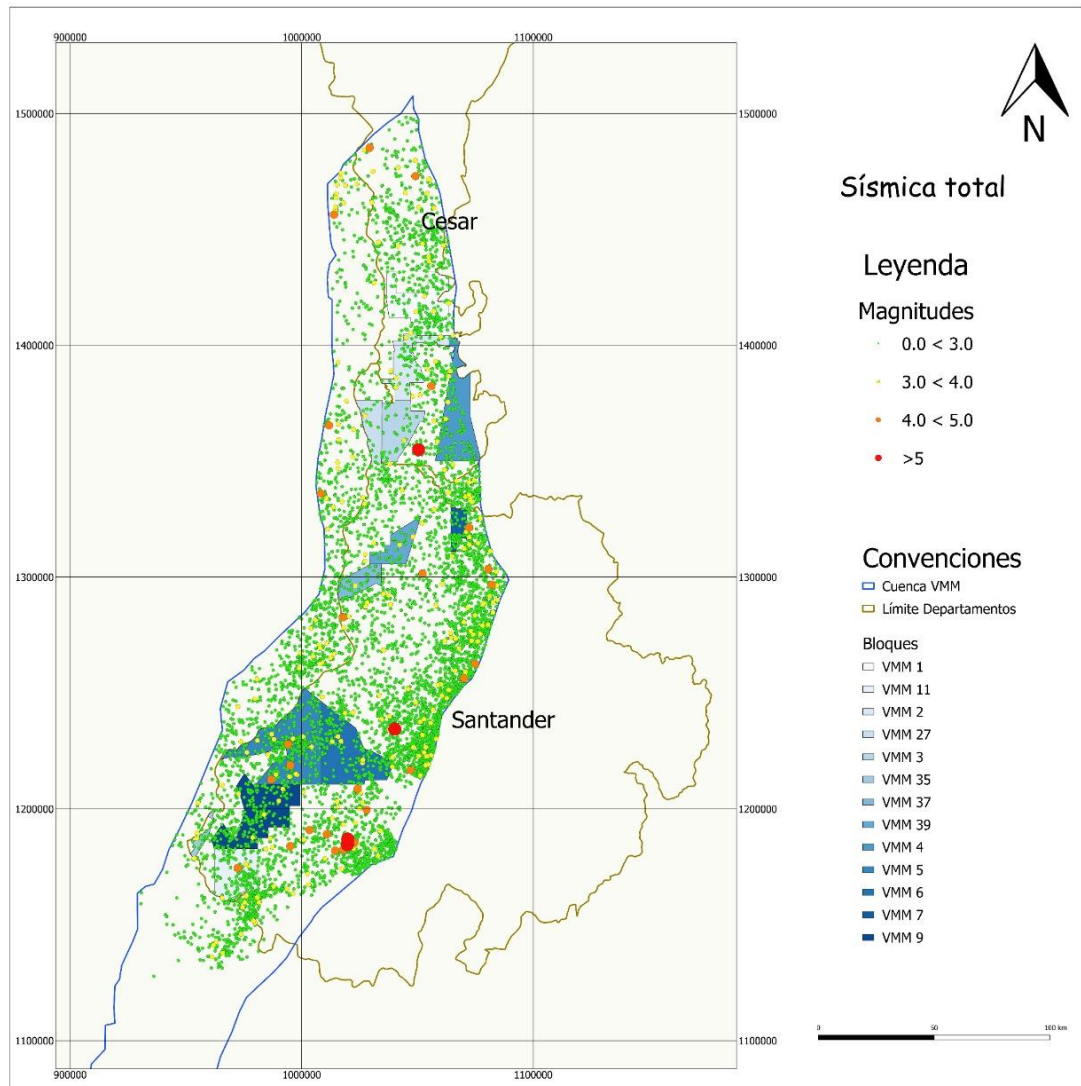
Hasta el momento, no se cuenta con técnicas para predecir la ocurrencia de sismos, por lo cual, los análisis de sismicidad se basan en la “Ley de Recurrencia”, que básicamente determina la probabilidad de ocurrencia de un sismo de gran magnitud basándose en la frecuencia de eventos telúricos de menor magnitud que ocurran en una región específica³⁰. Para registrar los eventos sísmicos, en Colombia se creó e instaló la red sismológica nacional, después de las catástrofes naturales del terremoto de Popayán en 1983 y la erupción del volcán nevado del Ruiz (1985), en Manizales. Esta red, registra la cantidad de sismos, sus profundidades y magnitudes, en un tiempo determinado.

Mejía y Osorio³¹ en el 2020, realizaron un trabajo de investigación en el que compilaron la información aportada por la red sismológica nacional desde junio de 1983 hasta abril de 2019 y generaron mapas de los sismos ocurridos en el VMM en este período. (Ver figura 9) Se registraron un total de 16.648 sismos cuyos orígenes varían de acuerdo con la profundidad del hipocentro.

³⁰ CABAL, J. FORTUNATO, P. Análisis de la actividad sísmica asociada a las operaciones de estimulación y producción de yacimientos no convencionales, en Estados Unidos de América. UIS, 2019.

³¹ MEJIA Y. y Osorio K. Op. cit, p. 46.

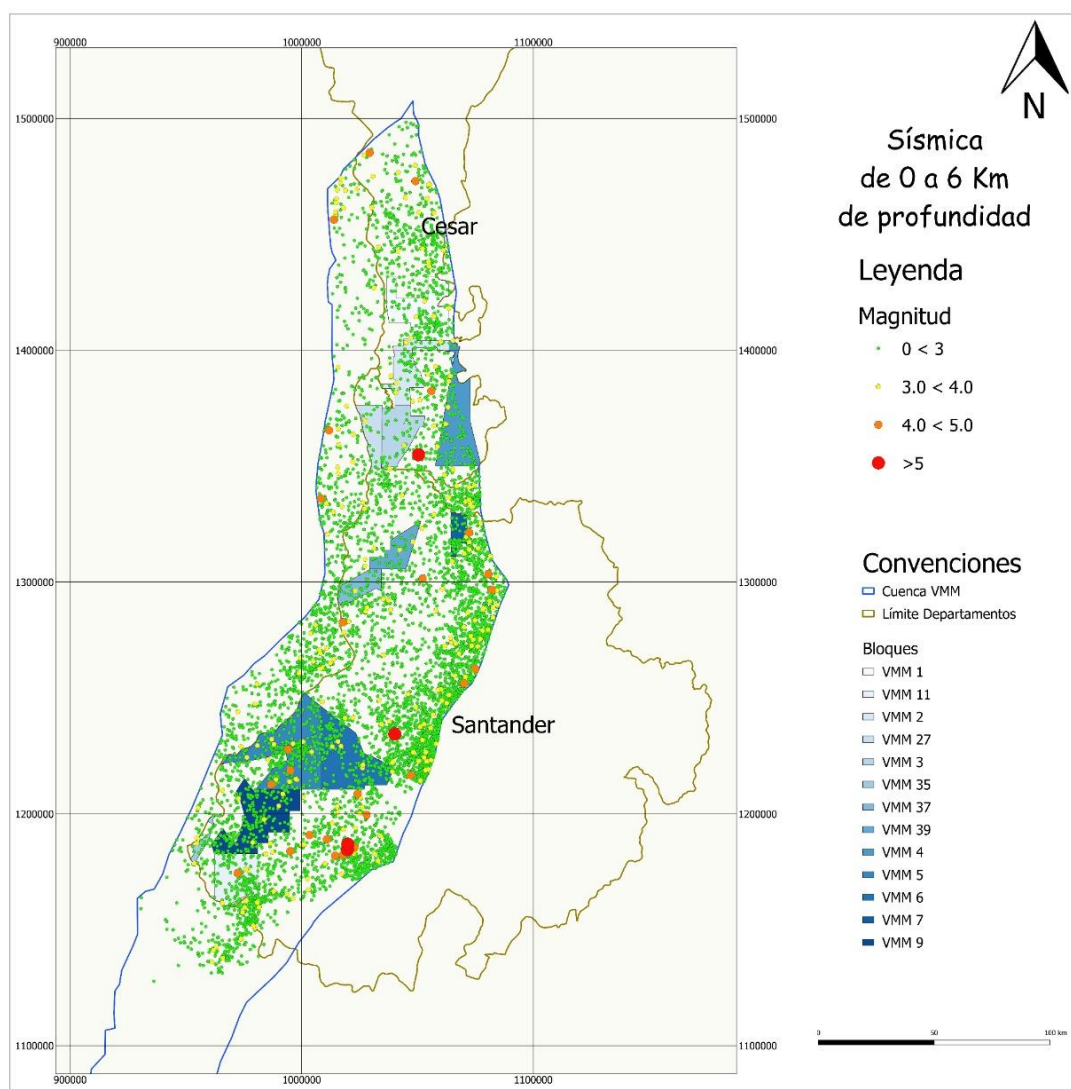
Figura 9. Mapa de sismicidad del valle medio del Magdalena.



Fuente: MEJIA Y. y Osorio K. Análisis de Factores de Riesgos Geológicos del Valle Medio del Magdalena Frente a la Implementación de la Técnica del Fracturamiento Hidráulico en Yacimientos en Roca Generadora (Fracking). UIS, 2020.

En el mismo estudio, se graficaron los sismos registrados a menos de 6km de profundidad ya que estos sismos presentan su hipocentro en el nivel de los sistemas petrolíferos de la cuenca y serían los que podrían afectar las rocas generadoras, reservorio o sello, así como los depósitos cuaternarios que subyacen (Ver figura 10).

Figura 10. Mapa de Sismicidad asociado a sismos con hipocentros de 0 a 6 Km.



Fuente: MEJIA Y. y Osorio K. Análisis de Factores de Riesgos Geológicos del Valle Medio del Magdalena Frente a la Implementación de la Técnica del Fracturamiento Hidráulico en Yacimientos en Roca Generadora (Fracking). UIS, 2020.

De la revisión de la figura 10 y el análisis de intensidad y frecuencia sísmica del estudio de Mejía y Osorio³², se puede observar que en la zona de estudio el 90%

³² MEJIA Y. y Osorio K. Op. cit, p. 46.

de los sismos registrados son menores de 3MI (escala de Ritchter), un 8% está entre el rango de 3 a 4MI, el 1% entre 4 y 5MI y finalmente el 0.25% fueron sismos mayores a 5MI, con una frecuencia total reportada de 3 sismos en la ventana de tiempo del análisis.

Un análisis espacial muestra que los sismos de 4 a 5 MI se concentran principalmente en el sector sur del área de estudio, correspondiente a las zonas con más presencia de fallas, y al sector Centro-Oriental, correspondiente a la cordillera. Hacia el centro y el norte de la cuenca, disminuye la concentración de sismos en general y son en su mayoría de baja intensidad (<3MI).

6. EVALUACIÓN DE RIESGOS AMBIENTALES ÁREA DE ESTUDIO

En el presente capítulo se procederá a realizar la evaluación de los riesgos y posteriormente se analizarán los resultados, con el fin de identificar los riesgos que por su nivel de calificación requieran el planteamiento de lineamientos de gestión, para su mitigación.

6.1. EVALUACIÓN DEL RIESGO

Teniendo como base las experiencias documentadas de activación y materialización de riesgos ambientales encontradas en la revisión bibliográfica, fueron identificados y formulados escenarios de riesgo, a partir del análisis de causas, eventos iniciantes y el desarrollo mismo del riesgo.

6.1.1. Identificación de escenarios de riesgo. Los eventos iniciantes incluidos se refieren a sucesos inesperados en una operación de fracturamiento hidráulico multi-etapas en pozos horizontales, cuyo desarrollo genere una fuga o migración no controlada de hidrocarburos o sustancias químicas asociadas a la operación, que a su vez puede ocasionar impactos ambientales al entorno donde se ejecute la operación. El escenario de riesgo incluye no solo la probabilidad de una fuga o migración no controlada de hidrocarburos o sustancias químicas asociadas a la operación desde cualquier componente o proceso de la operación, si no que éste discurra por cualquier medio, mecánico o geológico o natural, alcance aguas subterráneas, suelo o aguas superficiales.

Escenarios de riesgo identificados, sujeto de evaluación Ver cuadro 7.

Cuadro 7. Escenarios de riesgo identificados.

No	EVENTO INICIANTE	ESCENARIO DE RIESGO	CONSECUENCIA AMBIENTAL
1	Fallas mecánicas en equipos de conducción y bombeo en superficie.	Derrame/escape de fluidos de fracturamiento o fluidos de retorno sobre terrenos naturales	Contaminación de suelo
2		Derrame/escape de fluidos de fracturamiento o fluidos de retorno sobre cuerpos de agua superficial	Contaminación de aguas superficiales.
3	Falla de integridad sistemas de almacenamiento en superficie.	Derrame/escape de fluidos de fracturamiento o fluidos de retorno sobre terrenos naturales	Contaminación de suelo
4		Derrame/escape de fluidos de fracturamiento o fluidos de retorno sobre cuerpos de agua superficial	Contaminación de aguas superficiales.
5	Falla de integridad en el estado mecánico del pozo en perforación o producción, con migración de fluidos de producción.	Fuga/escape de hidrocarburos que alcance formaciones acuíferas aprovechables	Contaminación de aguas subterráneas en formaciones suprayacentes
6		Fuga/escape de hidrocarburos que alcance la superficie	Contaminación de suelo
7	Migración de fluidos de fracturamiento o producción a través de caminos preferenciales geológicos desde la formación estimulada (fallas, fisuras o irregularidades naturales o inducidas).	Fuga/escape de hidrocarburos que alcance formaciones acuíferas aprovechables	Contaminación de aguas subterráneas en formaciones suprayacentes.
8		Fuga/escape de hidrocarburos que alcance la superficie	Contaminación de suelo
9	Falla de integridad en el estado mecánico de pozos abandonados, con conexión vía formación o vía falla o fisura, con formaciones productoras estimuladas.	Fuga/escape de hidrocarburos que alcance formaciones acuíferas aprovechables	Contaminación de aguas subterráneas en formaciones suprayacentes.
10		Fuga/escape de hidrocarburos que alcance la superficie	Contaminación de suelo
11	Activación de fallas existentes por aumento en la presión de poro por efecto del fracturamiento hidráulico.	Activación o intensificación de actividad sísmica	Activación o agravamiento de fenómenos erosivos o deterioro de infraestructura

Con base en lo explicado, es claro que se requieren unas condiciones específicas y concurrentes de volumen de fluido, presión, integridad mecánica,

geología, etc. para que se materialice el escenario de riesgo y se genere el consecuente impacto ambiental. En próximos numerales se evaluarán la probabilidad y la vulnerabilidad de cada escenario explicado.

6.1.2. Matriz de evaluación de riesgos RAM. Como se mencionó en el numeral 2.4.2 de la metodología, para la evaluación de riesgos en este estudio se utilizará el método más reconocido y usado en la industria petrolera mundial, que es la matriz de evaluación de riesgos (RAM), desarrollado por SHELL³³.

La matriz de riesgos estima cualitativamente el riesgo a partir de la evaluación de dos variables, la vulnerabilidad de los componentes afectables y la probabilidad de que el riesgo se materialice. En los cuadros 8 y 9 se definirán los rangos de estas variables utilizados para el presente trabajo.

Para la evaluación de la vulnerabilidad en la metodología RAM, fue necesario definir unos rangos de vulnerabilidad, de acuerdo con el objeto de estudio, en este caso el medio ambiente. Los cuales explican los diferentes niveles de importancia ambiental de la afectación, en función de criterios como la extensión, los efectos sobre la calidad del recurso afectado, la legislación y la recuperabilidad del ecosistema.

A continuación, se definen los rangos de vulnerabilidad definidos por el autor, para el presente trabajo:

³³ SHELL. Op. cit., p. 32.

Cuadro 8. Rangos de vulnerabilidad.

VALORACIÓN VULNERABILIDAD AMBIENTAL		
Nivel de consecuencias		Descripción
5	Importancia Ambiental Muy Alta	Emisiones, fugas, descargas que causan un daño ambiental grave en un área extensa o en áreas protegidas o en áreas de interés nacional; cuyos efectos sobre la calidad del agua, aire o suelo superan los límites legales ambientales vigentes y aplicables. Requiere medidas de compensación por daños.
4	Importancia Ambiental Alta	Emisiones, fugas, descargas que causan daño ambiental severo a nivel regional, cuyos efectos sobre la calidad del agua, aire o suelo superan los límites legales ambientales vigentes y aplicables. Requiere medidas de recuperación de largo plazo.
3	Importancia Ambiental Media	Emisiones, fugas, descargas limitadas en calidad, cantidad o intensidad, con efectos socio-ambientales localizados (predios vecinos o entorno inmediato). Requiere medidas de recuperación en el mediano plazo.
2	Importancia Ambiental Baja	Emisiones, fugas, descargas menores, con afectación al medio ambiente en las instalaciones o alrededor de ellas, sin efectos de largo plazo (menos de 6 meses) o que requieren medidas de recuperación de corto plazo.
1	Importancia Ambiental Muy Baja	Emisiones, fugas, descargas con afectación ambiental leve y temporal, dentro de las instalaciones o alrededor de ellas. Acciones no complejas de remediación con rápida recuperación.

Por su parte, para la evaluación de la Probabilidad se utilizaron los rangos definidos por SHELL en su metodología RAM, los cuales se enuncian a continuación:

Cuadro 9. Rangos definidos por SHELL.

VALORACIÓN PROBABILIDAD DEL ESCENARIO DE RIESGO		
Nivel de probabilidad		Descripción
A	Muy Baja	No ha ocurrido en la industria del O&G
B	Baja	Ha ocurrido alguna vez en la industria del O&G
C	Moderada	Ha ocurrido en los últimos 10 años en O&G
D	Alta	Ha ocurrido en los últimos 5 años en O&G
E	Muy Alta	Ha ocurrido en el último 1 año en O&G

Fuente: SHELL. Risk Assessment Matrix, Issue 3.0. Marzo, 2006.

Es importante mencionar, que el método establece que la probabilidad a analizar e incluir en la evaluación, no es la del evento iniciante, sino la del escenario de riesgo. A manera de ejemplo, en el escenario de riesgo 5, para que se materialice el riesgo y su potencial impacto ambiental, no solo se debe dar la falla de integridad del revestimiento y el cemento del pozo, sino que el fluido que se filtre debe encontrar el camino preferencial, geológico o mecánico, para alcanzar la formación que alberga el acuífero aprovechable afectable y deteriorar su calidad. Por tal razón la probabilidad de la falla mecánica por sí sola no basta en el análisis.

Como se indicó en la metodología, la matriz de riesgos estima cualitativamente el riesgo a partir de las variables vulnerabilidad y probabilidad. De tal manera que los niveles de riesgo se definen en función de los valores de vulnerabilidad y probabilidad como lo ilustra la siguiente figura:

Figura 11. Niveles de riesgos según calificación de vulnerabilidad y probabilidad.

MATRIZ EVALUACIÓN DE RIESGOS AMBIENTALES DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO MULTITAPAS EN UN SECTOR DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA.					
VULNERABILIDAD AMBIENTAL	PROBABILIDAD ESCENARIOS DE RIESGO				
	Muy baja A	Baja B	Moderada C	Alta D	Muy Alta E
Importancia Ambiental Muy Alta 5	Medio	Medio	Alto	Alto	Muy Alto
Importancia Ambiental Alta 4	Medio	Medio	Medio	Alto	Alto
Importancia Ambiental Media 3	Bajo	Medio	Medio	Medio	Alto
Importancia Ambiental Baja 2	Bajo	Bajo	Bajo	Medio	Medio
Importancia Ambiental Muy Baja 1	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo	Bajo

Fuente: SHELL. Risk Assessment Matrix, Issue 3.0. Marzo, 2006.

6.1.3. Evaluación de Riesgos Consulta Expertos.

La evaluación cualitativa de riesgos se realizó mediante rondas sucesivas de consultas a expertos, mediante el método DELPHI, descrito en la metodología. Los resultados de la consulta a expertos se muestran en la Figura 12 (expertos vs consenso).

Es importante anotar que la evaluación de riesgos llevada a cabo por los expertos consistió en evaluar la vulnerabilidad y la probabilidad para cada escenario de riesgos. El nivel de riesgos determinado por experto para cada escenario depende de la evaluación de las dos variables mencionadas. Dado que hay 25 posibles combinaciones de variables y solo 4 niveles de riesgos, el método permite que para un mismo nivel de riesgos haya varias combinaciones de valores de las variables (ver Matriz de riesgos RAM). Así las cosas, para construir consensos más representativos se buscaron los consensos en la evaluación de las variables y no en el nivel de riesgo. De esta forma se determinó el consenso para la probabilidad y se determinó el consenso para la vulnerabilidad. Una vez determinados los consensos de las mencionadas variables, se definió el nivel de riesgo con las calificaciones consensuadas de las variables. En el apéndice A, se encuentran los resultados por variable y por experto para cada escenario de riesgo y la determinación de los consensos.

Figura 12. Consolidado de la evaluación de riesgos expertos y consenso.

No	EVENTO INCIANTE	EVALUADOR		EVALUADOR		EVALUADOR		EVALUADOR		EVALUADOR		CONSENSO		
		ESCENARIO DE RIESGO	1	NIVEL	2	NIVEL	3	NIVEL	4	NIVEL	5	NIVEL	6	NIVEL
1	Fallas mecánicas en equipos de conducción y bombeo en superficie.	Derrame/escape de fluidos de fracturamiento o fluidos de retorno sobre terrenos naturales	Bajo	Medio	Medio	Medio	Medio	Medio	Medio	Medio	Medio	Medio	Medio	Medio
		Derrame/escape de fluidos de fracturamiento o fluidos de retorno sobre cuerpos de agua superficial	Medio	Alto	Medio	Medio	Medio	Medio	Medio	Medio	Medio	Medio	Medio	Medio
3	Falla de integridad sistemas de almacenamiento en superficie.	Derrame/escape de fluidos de fracturamiento o fluidos de retorno sobre terrenos naturales	Medio	Muy Alto	Muy Alto	Bajo	Medio	Medio	Medio	Medio	Medio	Medio	Medio	Medio
		Derrame/escape de fluidos de fracturamiento o fluidos de retorno sobre cuerpos de agua superficial	Medio	Muy Alto	Muy Alto	Medio	Medio	Medio	Medio	Medio	Medio	Medio	Medio	Medio
4	Falla de integridad en el estado mecánico del pozo en perforación o producción, con migración de fluidos de producción.	Fuga/escape de hidrocarburos que alcance formaciones acuíferas aprovechables	Medio	Alto	Alto	Alto	Alto	Alto	Alto	Alto	Alto	Alto	Alto	Alto

[Continuación Figura 12]

No	EVENTO INICIANTE	ESCENARIO DE RIESGO	EVALUADOR 1		EVALUADOR 2		EVALUADOR 3		EVALUADOR 4		EVALUADOR 5		EVALUADOR 6		CONSENSO		
			NIVEL		NIVEL		NIVEL		NIVEL		NIVEL		NIVEL		NIVEL		NIVEL
6	producción, con migración de fluidos de producción	Fuga/escape de hidrocarburos que alcance la superficie	Alto		Medio		Medio		Alto		Medio		Medio		Medio		Alto
7	Migración de fluidos de fracturamiento o producción a través de caminos preferenciales geológicos desde la formación estimulada	Fuga/escape de hidrocarburos que alcance formaciones acuíferas aprovechables	Medio		Bajo		Medio		Medio		Medio		Medio		Medio		Medio
8	(fallas, fisuras o irregularidades naturales o inducidas).	Fuga/escape de hidrocarburos que alcance la superficie	Bajo		Medio		Medio		Medio		Bajo		Medio		Medio		Medio
9	Falla de integridad en el estado mecánico de pozos abandonados, con conexión	Fuga/escape de hidrocarburos que alcance formaciones acuíferas aprovechables	Medio		Alto		Medio		Medio		Medio		Medio		Medio		Medio
10	via formación o via falla o fisura, con formaciones productoras estimuladas.	Fuga/escape de hidrocarburos que alcance la superficie	Alto		Alto		Medio		Medio		Bajo		Medio		Medio		Medio
11	Activación de fallas existentes por aumento en la presión de poro por efecto del fracturamiento hidráulico.	Activación o intensificación de actividad sísmica	Bajo		Medio		Bajo		Bajo		Medio		Bajo		Bajo		Medio

6.2. ANALISIS DE RIESGOS

Como se puede ver en la Figura 12 Expertos vs Consenso, hay gran coincidencia entre los niveles de riesgos determinados por los expertos y el nivel de riesgo determinado a partir de las variables consensuadas. Lo que permite afirmar que predomina el consenso entre los expertos, para prácticamente todos los escenarios de riesgo identificados. Con respecto a la evaluación de riesgos, el análisis de los resultados permite afirmar:

Los mayores riesgos evaluados son la fuga o escape de hidrocarburos con migración de fluidos que alcancen formaciones acuíferas aprovechables o la superficie, por fallas en la integridad del estado mecánico de pozos en perforación o producción. El riesgo se considera ALTO, con una alta probabilidad y una alta vulnerabilidad. Por lo tanto, son escenarios de riesgo que requieren salvaguardas, con el fin de disminuir tanto la vulnerabilidad de los elementos afectables, como la probabilidad de materialización del escenario de riesgo.

Los otros 9 riesgos se consideran de nivel MEDIO, pero como se explicó anteriormente, hay variaciones en la evaluación de sus variables. De acuerdo con los niveles de riesgos establecidos por el método, hay riesgos medios con Baja vulnerabilidad y Alta o Muy Alta probabilidad; riesgos medios con Muy Alta y Alta vulnerabilidad, pero Baja o Muy Baja probabilidad; Y riesgos medios con Medias probabilidades y vulnerabilidades. A juicio del autor, no todos los riesgos considerados medios por la matriz requieren el mismo nivel de intervención. Desde el punto de vista ambiental, los riesgos que mayor atención requieren son aquellos cuya evaluación de variables los considera de Alta o Muy Alta vulnerabilidad, porque a pesar de su baja o moderada probabilidad, en caso de que se materializaran, generarían impactos de alta o muy alta importancia ambiental. Dado lo anterior, deben generarse acciones para disminuir la vulnerabilidad de dichos riesgos, a saber:

- Fuga y migración de fluidos que alcance formaciones acuíferas aprovechables a través de caminos preferenciales geológicos desde la formación estimulada.
- Fuga y migración de fluidos que alcance formaciones acuíferas aprovechables por fallas de integridad en el estado mecánico de pozos abandonados, con conexión vía formación o vía falla, con formaciones productoras estimuladas.
- Derrame/escape de fluidos de fracturamiento o fluidos de retorno sobre cuerpos de agua superficial, por falla de integridad en los sistemas de almacenamiento en superficie.

7. PROPUESTA DE LINEAMIENTOS DE GESTIÓN DE RIESGOS

Considerando que este trabajo se enfoca en los riesgos de una actividad industrial que se pretende desarrollar en territorio colombiano, cualquier propuesta de gestión de riesgos que se pretenda proponer debería hacerse dentro del marco de la política de gestión de riesgos con la que cuenta el país, la cual se explica brevemente a continuación.

7.1. SISTEMA NACIONAL DE GESTIÓN DE RIESGOS

El estado colombiano adoptó mediante la Ley 1523 de 2012 la política nacional de gestión de riesgos de desastres y creó el Sistema Nacional de Gestión de Riesgos. El artículo 42 de la Ley, establece que las entidades privadas que desarrollen actividades industriales que puedan significar riesgos para la sociedad deben realizar un análisis específico de riesgo; Con base en este análisis deberán diseñar e implementar medidas de reducción del riesgo y sus planes de emergencia y contingencia.

Por su parte el artículo 6 de la Ley, establece los objetivos del sistema nacional y plantea el desarrollo de tres procesos generales, a saber: Conocimiento del Riesgo, Reducción del Riesgo y Manejo del Desastre. Que se ilustran en la Figura 13. Procesos de Gestión del Riesgo.

De los tres procesos enunciados, hay en particular dos conceptos muy relevantes para los objetivos de este trabajo: El monitoreo del riesgo y la reducción del riesgo (intervención correctiva y prospectiva).

Figura 13. Procesos de Gestión del Riesgo.



Fuente: COLOMBIA. CONGRESO DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA. Ley 1523 de 2012. Por la cual se adopta la política nacional de gestión del riesgo de desastres y se establece el Sistema Nacional de Gestión del Riesgo de Desastres y se dictan otras disposiciones. Bogotá, 2012.

7.1.1. Monitoreo de riesgo. Consiste en el seguimiento al comportamiento en el tiempo de las amenazas o factores de riesgo que puede cambiar la probabilidad y la vulnerabilidad de escenario de riesgo. De acuerdo con los reglamentos, el monitoreo contempla entre otros los siguientes aspectos:

- Conocimiento y mapeo de amenazas para establecer niveles de riesgo.
- Monitoreo y pronóstico de eventos inminentes.
- Alertas a autoridades y población y demás involucrados
- Selección de parámetros e indicadores objeto de monitoreo del riesgo.
- Diseño e instalación de instrumentación

7.1.2. Reducción del Riesgo, Intervención Prospectiva y Correctiva. Se considera intervención correctiva todas las acciones que reduzcan o disminuyan la probabilidad de ocurrencia de las amenazas o los factores de riesgo o la vulnerabilidad de los elementos expuestos, con el fin de disminuir el nivel de riesgo. Este proceso requiere:

- Identificación de alternativas de intervención para la reducción del riesgo
- Evaluación técnica de alternativas (Factibilidad)

- Priorización de alternativas mediante análisis multicriterio, análisis costo/beneficio u otros.
- Diseño e implementación (Ingeniería, planos, procesos, especificaciones)

La intervención Prospectiva busca evitar el surgimiento de situaciones de riesgo a futuro, a través de la prevención, que evite la exposición de los elementos vulnerables. Algunas de las acciones que establece el SNGRD al respecto son:

- Conocer condicionamientos de uso y ocupación del suelo para la instalación de la actividad industrial, definidos por los instrumentos de planificación territorial.
- Verificar restricciones para el establecimiento de la actividad con respecto a elementos sociales o ambientales que requieran protección en virtud de su fragilidad.
- Definir el área de afectación del territorio, de acuerdo con la actividad a desarrollar

7.2. PROPUESTA DE MEDIDAS DE MONITOREO O REDUCCIÓN DE RIESGOS DEL FH-PH.

A partir del reconocimiento del marco legal y técnico, así como de la política de gestión de riesgos del país, se decidió plantear los lineamientos y medidas de gestión del riesgo, siguiendo el enfoque del SNGRD.

De acuerdo con lo anterior, en el Cuadro 10 se proponen medidas de monitoreo y medidas de reducción de riesgo (intervención correctiva y prospectiva) para los riesgos evaluados en el presente estudio.

Figura 14. Propuestas de gestión del riesgo.

No	EVENTO INICIANTE	RIESGO AMBIENTAL		MONITOREO DE RIESGO	REDUCCIÓN DE RIESGO	
		VALOR	NIVEL		INTERVENCIÓN PROSPECTIVA	INTERVENCIÓN CORRECTIVA
1	Fallas mecánicas en equipos de conducción y bombeo en superficie.	3D	Medio	Monitoreo estricto de condiciones de operación: Presiones de bombeo, integridad de equipos, partes y componentes críticos del sistema.	Programas de mantenimiento predictivo de sistemas de almacenamiento y conducción de fluidos	Adopción de altos estándares y normas técnicas voluntarias que vayan más allá del requisito legal
2		3C	Medio			
3	Falla de integridad sistemas de almacenamiento en superficie.	3C	Medio	Monitoreo estricto de condiciones de operación: Presiones de bombeo, integridad de equipos, partes y componentes críticos del sistema.	Programas de mantenimiento predictivo de sistemas de almacenamiento y conducción de fluidos	Adopción de altos estándares y normas técnicas voluntarias que vayan más allá del requisito legal
4		4B	Medio			
5	Falla de integridad en el estado mecánico del pozo en perforación o producción, con migración de fluidos de producción.	4D	Alto	Identificar y monitorear formaciones de acuíferos aprovechables antes, durante y después de la estimulación para confirmar NO presencia de HC's y otros parámetros de indicadores de contaminación.	Diseñar sistemas de alarma que permitan responder preventivamente a una eventual activación del riesgo.	Adopción de altos estándares y normas técnicas voluntarias que vayan más allá del requisito legal.
6		4D	Alto	Monitoreo estricto de condiciones de operación: Presiones de bombeo e integridad del sistema.		
7	Migración de fluidos de fracturamiento o producción a través de caminos preferenciales geológicos desde la formación estimulada.	4B	Medio	Identificar, mapear y estudiar actividad de fallas en el área de influencia de las zonas a estimular.	Diseñar sistemas de alarma que permitan responder preventivamente a una eventual activación del riesgo.	

[Continuación Figura 14]

No	EVENTO INICIANTE	RIESGO AMBIENTAL		MONITOREO DE RIESGO	REDUCCIÓN DE RIESGO	
		VALOR	NIVEL		INTERVENCIÓN PROSPECTIVA	INTERVENCIÓN CORRECTIVA
8	geológicos desde la formación estimulada.	3B	Medio	Monitoreo estricto de condiciones de operación: Presiones de bombeo e integridad del sistema.		
9	Falla de integridad en el estado mecánico de pozos abandonados, con conexión vía formación o vía falla o fisura, con formaciones productoras estimuladas.	4B	Medio	Identificar y evaluar pozos abandonados dentro del radio de influencia del pozo a estimular.	Determinar distancias o condiciones mínimas para los pozos abandonados cercanos a las zonas a estimular.	Delimitar radio de afectación de la estimulación y excluir pozos abandonados en riesgo de afectación.
10		3D	Medio	Mapear los pozos abandonados cercanos al pozo en operación y monitorear sus condiciones en superficie y sus alrededores.	Diseñar sistemas de alarma que permitan responder preventivamente a una eventual activación del riesgo.	
11	Activación de fallas existentes por aumento en la presión de poro por efecto del fracturamiento hidráulico.	3D	Medio	Identificar, mapear y determinar actividad de fallas en el área de influencia de las zonas a estimular.	Diseñar sistemas de alarma que permitan responder preventivamente a una eventual activación del riesgo.	Analizar el efecto potencial de la estimulación hidráulica en fallas cercanas y definir radios "seguros" de intervención

Las medidas propuestas son lineamientos generales de gestión, de las cuales se desprenden una o varias acciones, con connotaciones diferentes, alcances diferentes y promovidas por actores diferentes de la sociedad. Teniendo en cuenta que la aplicación o no del fracturamiento hidráulico en pozos horizontales para la estimulación de yacimientos en roca generadora, es una decisión de desarrollo que le concierne a varios actores de la sociedad, se propone considerar en el planteamiento de lineamientos de gestión los roles del modelo desarrollado por Etzkowitz y Leydesdorff en 1997³⁴, conocido como de la triple hélice.

7.3. MODELO DE LA TRIPLE HÉLICE

El modelo de la triple hélice plantea un conjunto de relaciones universidad, empresa y estado, articulados para promover el desarrollo territorial, cada uno desde su rol: La Universidad, como generador de conocimiento, el Estado como promotor y regulador de las relaciones entre los actores sociales; Y finalmente la industria o el sector privado, quien impulsa el uso de la tecnología para la generación de bienes y servicios.

De acuerdo con lo anterior, en el contexto de este trabajo: El Estado colombiano, a través de sus instituciones competentes, en este caso la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) del Ministerio de Minas y Energía; y la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA) del Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible deben fortalecer las regulaciones o generar normas que apunten a gestionar los riesgos identificados; La industria, representada en las compañías operadoras y de servicios del sector, desarrollar, incorporar y apropiar las tecnologías disponibles y económicamente viables, para gestionar los riesgos evaluados; Y la academia, a través de las Universidades, sus escuelas o

³⁴ ETZKOWITZ, Henry; LEYDESDORFF, Loet. Introduction to special issue on science policy dimensions of the Triple Helix of university-industry-government relations. 1997.

departamento y grupos de investigación, serían las encargadas de generar conocimiento pertinente en todas las disciplinas o áreas del conocimiento involucradas en los riesgos en cuestión.

A partir de los roles mencionados, cada entidad puede tener relación con uno o varios lineamientos propuestos, estas relaciones se presentan en los cuadros 10,11 y 12.

Cuadro 10. Actores involucrados en lineamientos propuestos. Monitoreo del riesgo.

COMPONENTE GESTIÓN DEL RIESGO	ESTADO		SECTOR PRIVADO	ACADEMIA
	AUTORIDAD TÉCNICA (ANH)	AUTORIDAD AMBIENTAL (ANLA)	EMPRESAS PETROLERAS Y DE SERVICIOS	UNIVERSIDADES, GRUPOS DE INVESTIGACIÓN.
Monitoreo estricto de condiciones de operación: Presiones de bombeo, integridad de equipos, partes y componentes críticos del sistema.			✓	
Identificar y monitorear formaciones de acuíferos aprovechables antes, durante y después de la estimulación para confirmar NO presencia de HC's y otros parámetros indicadores de contaminación.		✓		✓
Identificar, mapear y estudiar actividad de fallas en el área de influencia de las zonas a estimular.	✓	✓		✓
Identificar y evaluar pozos abandonados dentro del radio de influencia del pozo a estimular.	✓		✓	
Mapear los pozos abandonados cercanos al pozo en operación y monitorear sus condiciones en superficie y sus alrededores.			✓	
Monitorear la actividad sísmica local antes, durante y después de la actividad en el área de la estimulación hidráulica.	✓			✓
Identificar y mapear basamento cristalino en el área de influencia de las zonas a estimular.	✓			

Cuadro 11. Actores involucrados en los lineamientos propuestos. Intervención Prospectiva.

COMPONENTE GESTIÓN DEL RIESGO	ESTADO		SECTOR PRIVADO	ACADEMIA
	AUTORIDAD TÉCNICA (ANH)	AUTORIDAD AMBIENTAL (ANLA)	EMPRESAS PETROLERAS Y DE SERVICIOS	UNIVERSIDADES, GRUPOS DE INVESTIGACIÓN.
Programas de mantenimiento predictivo de sistemas de almacenamiento y conducción de fluidos			✓	
Diseñar sistemas de alarma que permitan responder preventivamente a una eventual activación del riesgo.			✓	✓

Cuadro 12. Actores involucrados en los lineamientos propuestos. Intervención Correctiva.

COMPONENTE GESTIÓN DEL RIESGO	ESTADO		SECTOR PRIVADO	ACADEMIA
	AUTORIDAD TÉCNICA (ANH)	AUTORIDAD AMBIENTAL (ANLA)	EMPRESAS PETROLERAS Y DE SERVICIOS	UNIVERSIDADES, GRUPOS DE INVESTIGACIÓN.
Adopción de altos estándares y normas técnicas voluntarias que vayan más allá del requisito legal			✓	
Delimitar radio de afectación de la estimulación y excluir pozos abandonados en riesgo de afectación.	✓		✓	
Analizar el efecto potencial de la estimulación hidráulica en fallas cercanas y definir radios "seguros" de intervención			✓	

7.4. PROPUESTA DE ACCIONES POR COMPONENTE DEL SISTEMA DE GESTIÓN, POR ACTOR DE LA TRIPLE HÉLICE.

7.4.1. Monitoreo del riesgo

7.4.1.1. Monitoreo estricto de condiciones de operación.

- Empresas operadoras y de servicios del sector petrolero.
 - Determinar equipos y componentes críticos para la integridad del sistema.
 - Definición de condiciones estándar de operación (condiciones máxima, normal, y mínima) para parámetros tales como temperatura, presión, flujos, composiciones: Ventana operativa.
 - Definición de especificaciones de equipos, tuberías y accesorios y sus sistemas de seguridad (detección de fugas, paradas de emergencia, etc.)
 - Monitoreo de ventana operativa. Determinación de límites de control y de alarma.

7.4.1.2. Identificar y monitorear acuíferos aprovechables.

- Autoridad Nacional de Licencias Ambientales ANLA.
 - Exigir a los petitionarios de licencias, la identificación y monitoreo de acuíferos aprovechables para consumo humano o uso agroindustrial, dentro del área de influencia del pozo a estimular, vía términos de referencia de Estudios de Impacto Ambiental, manual de elaboración de estudios ambientales o actos administrativos de otorgamiento de licencias.

- Hacer seguimiento durante las operaciones de estimulación hidráulica a los acuíferos identificados en las fases previas y verificar el estado de las características físico-químicas de los acuíferos afectables con respecto a la actividad petrolera.
- Universidades: Departamentos, escuelas, grupos de investigación.
 - Realizar estudios de línea base del recurso hidrogeológico de las zonas con potencial de exploración/explotación de yacimientos en roca generadora en el VMM, con el fin de determinar oferta, demanda, características hidrogeológicas y demás información que contribuya al diagnóstico y la protección del recurso.

7.4.1.3. Identificar y estudiar actividad de fallas.

- Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH.
 - Exigir a las compañías operadoras la identificación, ubicación y evaluación detallada de la actividad de las fallas existentes en el área de influencia de los proyectos de FH-PH, vía acuerdos, resoluciones o contratos de exploración/explotación.
- Autoridad Nacional de Licencias Ambientales ANLA.
 - Exigir a las compañías operadoras peticionarias de las licencias ambientales, la identificación, ubicación y evaluación detallada de la actividad de las fallas existentes en el área de influencia de los proyectos de FH-PH, vía términos de referencia de Estudios de Impacto Ambiental, manual de elaboración de estudios ambientales o actos administrativos de otorgamiento de licencias.

- Universidades: Departamentos, escuelas, grupos de investigación.
 - Realizar estudios de línea base del sistema geológico (geología estructural, estratigrafía, dinámica tectónica, etc.) de las zonas con potencial de exploración/explotación de yacimientos en roca generadora en el VMM, con el fin de determinar presencia de fallas, tipo, estado de actividad, niveles de amenaza, etc.

7.4.1.4. Identificar y evaluar pozos abandonados.

- Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH.
 - Exigir a las compañías operadoras la identificación, ubicación y evaluación detallada de pozos activos, inactivos y abandonados, en el área de influencia de los proyectos de FH-PH, vía acuerdos, resoluciones o contratos de exploración/explotación.
- Empresas operadoras y de servicios del sector petrolero.
 - Realizar una evaluación detallada del estado y la integridad del estado mecánico de los pozos abandonados ubicados dentro del área de influencia de los pozos a estimular.
 - Evaluar la potencial conectividad hidráulica entre las formaciones a estimular y el pozo abandonado.

7.4.1.5. Georeferenciar pozos abandonados y monitorear sus condiciones en superficie y alrededores.

- Empresas operadoras y de servicios del sector petrolero.

- Ubicar y georeferenciar los pozos abandonados ubicados dentro del área de influencia de los pozos a estimular y establecer sus condiciones de superficie.
- Identificar señales de alarma y diseñar un sistema de monitoreo con alarmas tempranas, que permitan suspender operaciones en caso de que se presente conectividad hidráulica entre las formaciones a estimular y el pozo abandonado.

7.4.1.6. Monitorear actividad sísmica local en el área de la estimulación hidráulica.

- Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH.
 - Exigir a las compañías operadoras el diseño y la implementación de un sistema de monitoreo local de la actividad sísmica inducida en el área de influencia de los proyectos de FH-PH, vía acuerdos, resoluciones o contratos de exploración/explotación.
 - Establecer en acuerdo con otras entidades del estado como el Servicio Geológico Colombiano, el nivel base de sismicidad de las áreas a estimular para diferenciar la actividad sísmica inducida de los niveles de actividad sísmica de origen natural.

- Universidades: Departamentos, escuelas, grupos de investigación.
 - Realizar estudios de línea base de la actividad sísmica de las zonas con potencial de exploración/explotación de yacimientos en roca generadora en el VMM, con el fin de determinar origen, distribución, magnitud y recurrencia de los eventos sísmicos en las áreas a estimular.

- Estudiar el estado del arte de los sistemas de monitoreo y medición de la actividad sísmica a nivel mundial, para proponer sistemas de medición y sistemas de alarma técnicamente confiables y económicamente viables para el país.

7.4.1.7. Identificar y mapear basamento cristalino en el área de influencia de las zonas a estimular.

- Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH.
 - Exigir a las compañías operadoras la identificación y ubicación de basamento cristalino y su potencial relación con la activación de eventos sísmicos en el área de influencia de los proyectos de FH-PH, vía acuerdos, resoluciones o contratos de exploración/explotación.

7.4.2. Reducción del Riesgo-Intervención Prospectiva.

7.4.2.1. Programas de mantenimiento de sistemas de almacenamiento y conducción de fluidos.

- Empresas operadoras y de servicios del sector petrolero.
 - Diseñar e implementar procedimientos de mantenimiento predictivo de los equipos críticos mediante técnicas de medida y análisis de variables para caracterizar fallos potenciales de la condición operativa.

7.4.2.2. Diseñar sistemas de alarma.

- Empresas operadoras y de servicios del sector petrolero.

- Diseñar e implementar sistemas de alarma y monitoreo con alertas tempranas, con niveles límite de alarma y control, que permitan controlar y eventualmente suspender operaciones en caso de que se active un riesgo potencial.
- Universidades: Departamentos, escuelas, grupos de investigación.
 - Realizar estudios del estado del arte de sistemas de monitoreo y alarma de sismicidad, pérdida de contención de fluidos, conectividad hidráulica, entre otros, para los procesos de perforación y estimulación hidráulica por FH-PH, técnicamente confiables y económicamente viables para promover su aplicación en el país.

7.4.3. Reducción del Riesgo-Intervención Correctiva:

7.4.3.1. Adopción de altos estándares y normas técnicas voluntarias.

- Empresas operadoras y de servicios del sector petrolero.
 - Adoptar e implementar altos estándares, normas técnicas y buenas prácticas de organizaciones reconocidas por su investigación, experiencia e historial de aplicación; tales como: ANSI, API, ASME, NACE, entre las más importantes, para el diseño, implementación y operación de los procesos de perforación y fracturamiento.

7.4.3.2. Delimitar radio de afectación de la estimulación y excluir pozos abandonados en riesgo de afectación.

- Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH.

- Exigir a las compañías operadoras la identificación y delimitación del radio probable de afectación de la actividad de estimulación, vía acuerdos, resoluciones o contratos de exploración/explotación.
 - Requerir la identificación y ubicación de pozos abandonados en el área de influencia de la estimulación y de ser necesario la revisión de las condiciones de operación para excluir los pozos en riesgo del área de afectación, vía acuerdos, resoluciones o contratos de exploración/explotación.
- Empresas operadoras y de servicios del sector petrolero.
 - A partir de métodos de ingeniería y con la tecnología disponible establecer las áreas potenciales de influencia de las operaciones de fracturamiento, para establecer radios de influencia y determinar elementos susceptibles de afectación, tales como pozos activos, inactivos o abandonados, fallas activas o cualquier irregularidad geológica que genere pérdida de contención de los fluidos de estimulación o producción.

7.4.3.3. Analizar el efecto potencial de la estimulación hidráulica en fallas cercanas y definir radios "seguros" de intervención

- Empresas operadoras y de servicios del sector petrolero.
 - A partir de métodos de ingeniería y con la tecnología disponible establecer las áreas potenciales de influencia de las operaciones de fracturamiento, para establecer radios de influencia y determinar elementos susceptibles de afectación, tales como fallas activas o cualquier irregularidad geológica.

8. CONCLUSIONES

Como resultado de la recopilación y análisis de incidentes ambientales atribuibles al FH-PH en USA, es posible afirmar que se han presentado casos de liberaciones y migración de fluidos de fracturamiento o producción con afectaciones al suelo, agua superficial y acuíferos subterráneos. A partir de dichos casos se plantearon eventos iniciantes y escenarios de riesgo sujetos de evaluación por el presente trabajo. No obstante, en la revisión bibliográfica no se encontró evidencia de prolongación indiscriminada de fisuras inducidas por FH-PH hasta formaciones suprayacentes o la superficie; ni conductividad hidráulica entre fisuras inducidas y fallas geológicas de origen natural.

El Valle Medio del Magdalena es una zona geográfica con oferta hídrica alta que supera la demanda. No obstante, tiene cortos períodos hidroclimáticos con notable disminución de la oferta y sin atenuación de la demanda, lo cual genera presión temporal sobre el recurso. Dado lo anterior, para proyectos petroleros, la gestión eficiente y ecológica del recurso debe tener muy en cuenta los períodos de estiaje. Desde el punto de vista hidrogeológico, es evidente la falta de información regional de la oferta y la demanda, por lo cual no es posible hacer afirmaciones con respecto al balance para el área de estudio.

El Valle Medio del Magdalena es un área compleja y heterogénea, con presencia de fallas, pliegues, sinclinales y anticlinales con notorias diferencias estructurales en los diferentes sectores del área de estudio. Dado lo anterior, su vulnerabilidad está estrechamente ligada al sector específico que se quiera analizar para un proyecto de estimulación hidráulica multietapas. Desde el punto de vista estratigráfico, las formaciones de interés para el FH-PH se encuentran a profundidades altas y las suprayace la formación Umir, cuyo predominio de arcillolitas plásticas las hace poco fracturables, lo cual disminuye su vulnerabilidad frente a propagaciones de fisuras inducidas o activación de fallas naturales.

Se identificaron y evaluaron seis eventos iniciantes, que a su vez generan once escenarios de riesgos adversos sobre el medio ambiente. En la evaluación de estos escenarios hubo coincidencia entre los niveles de riesgos determinados por los expertos y el nivel de riesgo determinado a partir de las variables consensuadas entre ellos. Lo anterior permite afirmar que predominó el consenso entre los expertos en la evaluación para la mayoría de los escenarios de riesgo evaluados.

Los escenarios de riesgo más relevantes, considerados altos son la fuga o escape de hidrocarburos por fallas en la integridad del estado mecánico de pozos, con migración de fluidos hacia formaciones acuíferas aprovechables o la superficie. Los restantes nueve escenarios identificados fueron evaluados como moderados y ninguno de los riesgos evaluados fue considerado bajo.

9. RECOMENDACIONES

Fortalecer el conocimiento del componente hidrogeológico del VMM a través de la compilación de información de estudios ambientales y documentación de las entidades del SINA, con la colaboración de los programas de geología, hidrogeología, hidrología e ingeniería civil y ambiental de las universidades.

Teniendo en cuenta la heterogeneidad y complejidad de la geología estructural del VMM, no es posible hacer afirmaciones generales sobre la vulnerabilidad de este componente ambiental, dado lo anterior, se deben realizar estudios detallados y específicos de la dinámica tectónica, la geología estructural y la estratigrafía para cada proyecto de FH-PH en particular, con el fin de evaluar con mayor rigor técnico los riesgos ambientales de la aplicación de la técnica.

Fomentar la realización de estudios de investigación y aplicación de pregrado y posgrado, en los temas propuestos en los lineamientos de gestión del presente trabajo para las universidades, con el fin de generar conocimiento que apoye al Estado en la toma de decisiones y a las empresas en el planteamiento de tecnologías para hacer viable la aplicación del FH-PH.

Promover el estudio de los lineamientos de gestión propuestos para los representantes del Estado, por parte de programas de derecho o de derecho ambiental de las universidades, para formular propuestas de nuevas normas o modificación de normas existentes y regulaciones generales o sectoriales, ambientales o petroleras; con el fin de monitorear o reducir los riesgos evaluados en el presente estudio.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Informe Anual de Recursos y Reservas de Hidrocarburos del 2019.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Mapa de tierras. Bogotá D.C. 2017. p.1.

ANDRADE, M. et al. Informe sobre efectos ambientales y económicos de la exploración de hidrocarburos en áreas con posible despliegue de técnicas de fracturamiento hidráulico de roca generadora mediante perforación horizontal. Bogotá, D. C., abril de 2019.

ASTIGARRAGA, E. El método Delphi. San Sebastián: Universidad Deusto, 2008. Disponible en: http://www.prospectiva.eu/cursoprospectiva/Metodo_delphi.doc.

BARRERO, Darío, et al. Colombian sedimentary basins: Nomenclature, boundaries and petroleum geology, a new proposal. Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2007, vol. 1, p. 92.

BELTRÁN GIL, Eliana Carolina. Estudio sedimentológico comparativo entre las formaciones Mugrosa y Colorado; y modelamiento de los niveles de las arenas A2 de la formación Colorado en el campo Casabe en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander, 2012. p. 22-23.

BORBÓN, Carolina. Identificación de los posibles impactos ambientales por el fracturamiento hidráulico (FH-PH) de yacimientos no convencionales. Bogotá. Monografía para optar al título de especialista en Planeación Ambiental y Manejo Integral De Los Recursos Naturales. Universidad Militar Nueva Granada. 2015

CABAL, J. FORTUNATO, P. Análisis de la actividad sísmica asociada a las operaciones de estimulación y producción de yacimientos no convencionales, en Estados Unidos de América. UIS, 2019.

CABALLERO, Víctor; PARRA, Mauricio; BOHORQUEZ, Andrés Roberto Mora. Levantamiento de la Cordillera Oriental de Colombia durante el Eoceno tardío–Oligoceno temprano: proveniencia sedimentaria en el Sinclinal de Nuevo Mundo, Cuenca Valle Medio del Magdalena. Boletín de Geología, 2010, vol. 32, no 1, p. 45-77

CARDONA A., Omar Darío. Evaluación de la amenaza, la vulnerabilidad y el riesgo. Elementos para el ordenamiento y la Planeación del Desarrollo. En los desastres no son naturales, comp. Andrew Maskrey, 45-65. Red de estudios sociales en prevención de desastres en América Latina, La Red, 1993.

CARDOZO, EA, y C. RAMIREZ QUIROGA. "Ambientes de depósito de la Formación Rosablanca: area de Villa de Leiva", 1985, vol. 6, cap. 8, p. 1-13.

COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE. Decreto 2041 (15, octubre, 2014). Por la cual se e reglamenta el Título VIII de la Ley 99 de 1993 sobre licencias ambientales. Bogotá: El Ministerio, 2014.

COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE. Resolución 421 (7, julio, 2014). Por la cual se adoptan los términos de referencia para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos y se toman otras determinaciones. Bogotá: Ministerio, 2014.

COLOMBIA. MINISTERIO DE AMBIENTE Y DESARROLLO SOSTENIBLE. Resolución 631 (17, marzo 2015). 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. Bogotá: Ministerio, 2015.

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Acuerdo 02 (8 junio, 2017). Por el cual se sustituye el Acuerdo No. 4 de 2012. Bogotá: Ministerio, 2017.

COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 90341 (27, marzo, 2014). Por la cual se establecen requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales. Bogotá: Ministerio, 2014.

COLOMBIA. PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA. Decreto 1760 (26, junio, 2003). Por el cual se escinde la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol, se modifica su estructura orgánica y se crean la Agencia Nacional de Hidrocarburos y la sociedad Promotora de Energía de Colombia S. A. Bogotá, 2003.

COLOMBIA. PRESIDENTE DE LA REPÚBLICA DE COLOMBIA. Decreto 3573 (27, septiembre, 2011). Por el cual se crea la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales –ANLA– y se dictan otras disposiciones. Bogotá, 2011.

CRUZ RAMÍREZ, Miguel; RÚA VÁSQUEZ, José Alberto. Surgimiento y desarrollo del método Delphi: una perspectiva cuantitativa. Biblios, 2018, no 71, p. 90-107.

EIA, U. S. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: Australia. US Department of Energy, Washington, DC, 2015.

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

ETZKOWITZ, Henry; LEYDESDORFF, Loet. Introduction to special issue on science policy dimensions of the Triple Helix of university-industry-government relations. 1997.

FRACTURED COMMUNITIES. Case Studies of the Environmental Impacts of Industrial Gas Drilling. Craig Michaels, Watershed Program Director James L. Simpson, Senior Attorney William Wegner, Staff Scientist. SEPTEMBER 2010.

HAMMOND, Patrick A. The relationship between methane migration and shale-gas well operations near Dimock, Pennsylvania, USA. Hydrogeology Journal, 2016, vol. 24, no 2, p. 503-519.

HERNÁNDEZ, Roberto, FERNANDEZ, Carlos y BAPTISTA, Pilar. Metodología de la investigación. México: McGrawHill, Sexta Edición 2014.p. 90.

IDEAM. Estudio Nacional del Agua, 2018.

LLEWELLYN, Garth T., et al. Evaluating a groundwater supply contamination incident attributed to Marcellus Shale gas development. Proceedings of the National Academy of Sciences, 2015, vol. 112, no 20, p. 6325-6330.

MANTILLA, L.C., CLAVIJO, J. PINTO, J.E et al. Memoria explicativa de la Plancha 64, Barranco de Loba. Sur del Departamento de Bolívar. Ingeominas, 2006.

MEJIA Y. y OSORIO K. Análisis de Factores de Riesgos Geológicos del Valle Medio del Magdalena Frente a la Implementación de la Técnica del Fracturamiento Hidráulico en Yacimientos en Roca Generadora (Fracking). UIS, 2020.

MEJIA Y. y OSORIO K. Análisis de Factores de Riesgos Geológicos del Valle Medio del Magdalena Frente a la Implementación de la Técnica del Fracturamiento Hidráulico en Yacimientos en Roca Generadora (Fracking). UIS, 2020

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

MICHAELS, Craig; SIMPSON, James L. y WEGNER, William. Fractured communities: Case studies of the environmental impacts of industrial gas drilling. Riverkeeper Inc, 2010.

MORALES, Luis G., et al. General geology and oil occurrences of middle Magdalena valley, Colombia: South America, 1958, p. 641-695.

NIÑO, Diana Carolina. Identificación del impacto ambiental generado por el uso del suelo para el desarrollo de yacimientos no convencionales (SHALE PLAYS). Bucaramanga, 2015, 86pg. Monografía para optar al título de especialista en ingeniería ambiental. UIS. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Santander.

NUÑEZ, Maria Isabela. Estimación de las variables de riesgo y manejo ambiental involucradas en la planeación y ejecución de proyectos de fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales. Bucaramanga, 2016, 100pg. Trabajo de grado para optar al título de ingeniero de petróleos. UIS. Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Santander.

PMI, et al. Project Management Institute. PMBOK Project Management Base of Knowledge. PMI. 6ª edición, 2017.

PRIETO, María del Mar y QUIÑONEZ, Omar. Análisis de experiencias de contaminación con fluidos de fracturamiento en operaciones de yacimientos no convencionales en estados unidos. Bucaramanga, 2017. Universidad Industrial De Santander. Escuela De Ingeniería De Petróleos.

SARMIENTO, Gustavo; PUENTES, Javier; SIERRA, Camilo. Evolución geológica y estratigrafía del Sector Norte del Valle Medio del Magdalena. Geología Norandina, 2015, vol. 12, p. 51-82.

SCOTCHMAN C, Iain. Shale gas and fracking: exploration for unconventional hydrocarbons. En: Proceedings of the Geologists' Association. Octubre, 2016, vol. 127, p. 536.

SHELL. Risk Assessment Matrix, Issue 3.0. Marzo, 2006.

SUÁREZ RUEDA, Carlos Orlando. Arenas basales del Cretáceo inferior, potencial roca hidrocarbúfera en la región central de la cuenca del Valle Medio del Magdalena, Colombia. Bogotá D.C.: Universidad Nacional de Colombia, 2016. p. 3-13.

TORRES, L., YADAV, O. P., & KHAN, E. (2016). A review on risk assessment techniques for hydraulic fracturing water and produced water management implemented in onshore unconventional oil and gas production. *Science of the Total Environment*, 539, 478-493.

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

ZOBACK, Mark; KITASEI, Saya y COPITHORNE, Brad. Addressing the environmental risks from shale gas development. Washington, DC: Worldwatch Institute, 2010.