

ANÁLISIS DE LA ACTIVIDAD SÍSMICA ASOCIADA A LAS OPERACIONES DE
ESTIMULACIÓN Y PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES,
EN ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA

JAVIER CABAL FLÓREZ

PAOLA ALEXANDRA FORTUNATO ÁLVAREZ

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2019

ANÁLISIS DE LA ACTIVIDAD SÍSMICA ASOCIADA A LAS OPERACIONES DE
ESTIMULACIÓN Y PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES,
EN ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA

JAVIER CABAL FLÓREZ

PAOLA ALEXANDRA FORTUNATO ÁLVAREZ

TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE INGENIERO DE
PETRÓLEOS

Director:

ING HARVING DÍAZ CONSUEGRA

MSc. Ingeniería de Petróleo y Gas con Énfasis en Gerencia

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2019

DEDICATORIA

Al Ingeniero Harving Díaz Consuegra, por hacer parte de este proceso, compartir su conocimiento, por la paciencia y el apoyo.

A Schlumberger Surency por permitirnos realizar nuestras prácticas profesionales y crecer profesionalmente.

A Laurita, Majo y Oscar Belloso por el apoyo y conocimiento brindado -Javier

A Danny Ochoa, Lorena Mendez y Dannys Cardozo por todo lo que he aprendido durante la práctica y por darme el tiempo para poder culminar con la tesis. – Paola

AGRADECIMIENTOS

Agradecer a mis padres, seguramente no será suficiente el tiempo ni este espacio para poder expresar todo lo que ellos significan para mí, agradecerles todo el esfuerzo que ellos han realizado a lo largo de mi vida y gran parte de la de ustedes todo con el propósito de recibir una educación de alta calidad, confiando siempre en que son la educación y el conocimiento las únicas posesiones que no pueden ser arrebatadas de una persona. Agradecer a mi madre por ser siempre ese refugio de amor que me llenó de confianza para salir adelante frente a cualquier adversidad, y a mi padre por ser siempre un pilar de conocimiento y tener la respuesta precisa ante mis inquietudes. Quisiera agradecer especialmente a mi abuelita Tulia, por su compañía y apoyo incondicional. Quisiera agradecer a toda mi familia por estar siempre apoyando esta causa y poder sentir la alegría de que la tercera generación está culminando sus estudios. Agradecer por todas las personas que hicieron parte de esta carrera, a todos los amigos que deja la universidad y especialmente a mi compañera y amiga Pao Fortunati por estar presente desde el primer hasta el último semestre.

¡GRACIAS TOTALES!

Javier Cabal Flórez.

AGRADECIMIENTOS

¡Gracias!

Al amor de mi vida, mi abuela Rosa, por ser mi amiga, mi llamada segura y mi eterna protección. Mi rayo de sol sos más que materia, espacio o temporalidad, porque tu luz siempre me acompaña.

A mi mamá por tanto esfuerzo, por siempre darme ánimos para volar, aunque yo creía que no tenía alas, me hizo pajarito explorador y siempre ha confiado en mí pese a que el vuelo no parezca seguro. Todo lo construido aquí es también suyo. A mi Sofi linda por llenarme el alma de amor.

A mi tía Vite, mi ángel y mi otra mamá, por acompañarme en el camino y por levantarme cuando me he sentido perdida, por junto con tío Eulices abrirme las puertas de su hogar sin esperar nada a cambio, a ustedes gracias por ser ejemplo, nobleza y humildad.

A tío Jimmy, mi hermano, por creer en mí y siempre pensar que lo iba a lograr, por preocuparse por mí y mi futuro, por tocarme la puerta, dejarme notas y darme amor a su manera, por ser un polo a tierra.

A mí papá por estar presente pese a la distancia, por ser mi compañero de charlas eternas y consentirme todavía como una niña.

A mi abuelo Gabriel, quien me inculcó hasta el cansancio la importancia de estudiar y quién seguramente por estos días celebra más que nadie la culminación de esta etapa de mi vida.

A mis amigos de la Tula, Andreita, Julián y Carlos, por las aventuras, la amistad y los viajes sin ustedes este camino jamás habría sido tan genial.

A Mapu por convertirse en mi gran amiga, por ser cómplice y amistad, por reír y viajar a mi lado y sobre todo por abrazarme cuando la mayor tristeza me tomó. A Taniecilla por haber hecho parte de este proceso, por crecer juntas y hoy sentir que tenemos tanto en común.

A Javi mi compañero de tesis, somos el mejor peor team de la historia, perdón por la intensidad y gracias por la paciencia.

A todas las personas que aportaron en este largo camino, gracias totales, mi eterno agradecimiento, termino esta ruta con el corazón lleno de amor y un enorme ¡GRACIAS! En el continuo aprendizaje de que nada somos, pero la vida es una sola y a veces se nos olvida.

Fortunati.

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	4
1. OBJETIVOS	6
1.1 OBJETIVO GENERAL	6
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	6
2. MARCO REFERENCIAL	7
2.1 Yacimientos no convencionales	7
2.1.1 Fracturamiento hidráulico	8
2.2 Riesgo Sísmico	8
2.2.1 Sismicidad atribuida a la actividad humana	9
2.2.2 Modelo Gutenberg-Richter y periodo de recurrencia	9
2.2.3 Dimensionamiento de la magnitud en sismos	11
2.2.4 Escala de intensidad Mercalli Modificada (MMI)	13
2.3 Esfuerzos en el subsuelo	14
2.3.1 Presión de poro (P_p)	16
2.3.2 Esfuerzo efectivo (σ')	16
2.3.3 Cohesión (τ_0)	17
2.3.4 Resistencia al corte	19
2.3.5 Criterio de Rotura Mohr-Coulomb	21
2.3.6 Efecto de poroelasticidad	23
2.4. Tipos de pozos inyectoros en Estados Unidos de América	24

2.5. Marco legal para operaciones de YNC y pozos de disposición final en Colombia.....	25
3. METODOLOGÍA.	30
3.1 Compilación de la información.	31
3.2 Análisis de la información.	32
4. ANÁLISIS DEL INCREMENTO EN LA ACTIVIDAD SISMICA ATRIBUIDO A LAS OPERACIONES DE INYECCIÓN PARA EL DESARROLLO Y EXPLOTACIÓN DE YNC.....	36
4.1 Casos de actividad sísmica asociada a las operaciones de Fracturamiento Hidráulico (FH) en Roca Generadora.	38
4.1.1 Cuenca de Los Apalaches	38
4.1.2 Cuenca Ardmore.....	51
4.2 Casos de actividad sísmica asociada a las operaciones de disposición final de fluidos residuales (WD).....	55
4.2.1 Cuenca de Los Apalaches	55
4.2.2 Cuenca de Forth Worth.....	60
4.2.3 Cuenca de Anadarko.	67
4.2.4 Cuenca East Texas.....	81
4.2.5 Cuenca Arkoma	85
5 TIPIFICACIÓN DE LOS CASOS DE SISMICIDAD INDUCIDA EN ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA RELACIONADOS CON LAS OPERACIONES DE ESTIMULACIÓN Y PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.	88
5.1 Análisis por tipos de sismicidad.	88

5.2 Análisis por fecha inicial de la secuencia sísmica.	90
5.3 Análisis por cuenca.	91
5.4 Análisis por formación.	92
5.5 Análisis por magnitud del evento principal.	93
5.6 Análisis comparativo entre casos de sismicidad asociada con disposición final de fluidos residuales y fracturamiento hidráulico en roca generadora.	94
5.7 Análisis por distancia entre el intervalo de inyección y el hipocentro del sismo.	96
 6. CONTEXTO DE LA SISMICIDAD ATRIBUIDA A LA ACTIVIDAD DE INYECCION DE FLUIDOS PARA COLOMBIA.	98
6.1 Sismicidad desencadenada en Puerto Gaitán, Meta.	110
 7. CONCLUSIONES	112
 8. RECOMENDACIONES (OPCIONAL)	112
 BIBLIOGRAFÍA	115

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Escala de Intensidad Mercalli Modificado (IMM)	13
Tabla 2 Marco Legal de Colombia para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales.	27
Tabla 3 Resultado de las búsquedas realizadas en las diferentes bases de datos que ofrece la plataforma virtual de la biblioteca.	32
Tabla 4 Registro de sismicidad previa a los eventos de sismicidad inducida estudiados.	89

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Comparación de las diferentes medidas de magnitud en sismos. ____	13
Figura 2 Representación de los principales esfuerzos normales en un campo de esfuerzos. _____	15
Figura 3 Función lineal que describe la resistencia al corte de un material, cualquier esfuerzo igual al valor de un punto en la función causa la falla del material, la intersección en el eje vertical corresponde a la cohesión. _____	20
Figura 4 Efectos teóricos del cambio en la presión de poro. Incremento de la presión de poro: sobre presión. Reducción de la presión de poro: depleción. ____	22
Figura 5 Criterio de rotura Mohr-Coulomb aplicado a casos de inyección de fluidos, la falla presenta un deslizamiento debido al incremento de la presión de poro. _____	23
Figura 6 Metodología para el análisis de la información. _____	32
Figura 7 Columna estratigráfica de la cuenca de Los Apalaches. _____	38
Figura 8 Estructura estratigráfica de la Cuenca Forth Worth. _____	60
Figura 9 Extensión de la cuenca Anadarko. _____	68
Figura 10 Columna estratigráfica de la Cuenca Anadarko. _____	69
Figura 11 Difusión de presión de poro en el acuífero Arbuckle. _____	71
Figura 12 Línea cronológica de eventos sísmicos mayores a M3, el punto rojo representa el evento de mayor sismicidad en la cadena de sismos generada, los puntos negros indican los sismos tipo premonitor y las réplicas. _____	72

Figura 13 Línea cronológica de eventos sísmicos mayores a M3, el punto rojo representa el evento de mayor sismicidad en la cadena de sismos generada, los puntos negros indican los sismos tipo premonitor y las réplicas.	75
Figura 14 Línea cronológica de eventos sísmicos mayores a M3, el punto rojo representa el evento de mayor sismicidad en la cadena de sismos generada, los puntos negros indican los sismos tipo premonitor y las réplicas para el caso de Cushing.	77
Figura 15 Registro de la frecuencia de sismos de la secuencia vivida en Prague, Oklahoma.	80
Figura 16 Columna estratigráfica de la cuenca East, Texas.	82
Figura 17 Fallas Activas y Riesgo Sísmico en Colombia.	99
Figura 18 Nacimiento de las cordilleras en Colombia.	101
Figura 19 Ubicación y fallas de la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM).	103
Figura 20 Columna estratigráfica de la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM).	104

LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 1 Porcentaje para las actividades de sismicidad inducida y desencadenadas.	89
Gráfica 2 Sismicidad según el año registrado.	90
Gráfica 3 Concentración de sismos por cuenca.	91
Gráfica 4 Porcentaje de casos según la formación afectada.	92
Gráfica 5 Magnitud del evento sísmico principal por condado.	93
Gráfica 6 Porcentaje de sismicidad inducida y/o desencadenada según la actividad de inyección realizada.	94
Gráfica 7 Distancia entre pozos inyectoros y la ubicación registrada del sismo.	96

LISTA DE ANEXOS

Los anexos están adjuntos en el CD y puede visualizarlos en base de datos de la biblioteca UIS:

Anexo A. Servicio Geológico Colombiano: Respuesta oficio sismicidad Puerto Gaitán. Fecha: 22 de junio de 2016, 13:18. Bogotá D.C.

RESUMEN

TÍTULO: ANÁLISIS DE LA ACTIVIDAD SÍSMICA ASOCIADA A LAS OPERACIONES DE ESTIMULACIÓN Y PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES, EN ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA.*

AUTORES: JAVIER CABAL FLÓREZ, PAOLA ALEXANDRA FORTUNATO ALVAREZ.†

PALABRAS CLAVES: SISMICIDAD DESENCADENADA, SISMICIDAD INDUCIDA, YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES, DISPOSICIÓN AGUAS RESIDUALES, FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.

DESCRIPCIÓN:

La finalidad de este proyecto es recopilar los casos más relevantes que se han reportado sobre sismicidad atribuida a las operaciones de exploración y desarrollo de yacimientos no convencionales en Estados Unidos de América. La introducción expone el notable crecimiento que ha tenido la actividad sísmica desde el año 2009 principalmente en las regiones del centro-este del país, estableciendo una relación de espacio y tiempo con el incremento de las actividades de fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales y las actividades de disposición final de fluidos residuales, conformados principalmente por la producción de salmueras asociadas al crudo y por el fluido de retorno utilizado en las operaciones de estimulación multietapa a rocas generadoras mediante pozos horizontales.

* Trabajo de grado.

† Facultad: Ingenierías Físico-químicas. Escuela: Ingeniera de Petróleos. Director: MSc. Harving Díaz Consuegra.

La selección de los casos estudiados se realizó mediante el uso de palabras claves en el catálogo bibliográfico que brinda la plataforma virtual de la universidad, donde se puede acceder a múltiples bases de datos de documentos científicos con una base técnica muy rigurosa. La búsqueda permitió estudiar documentos que establecen los fenómenos físicos que describen la sismicidad de origen antropogénico, y establecer las principales variables que pueden llegar a causar una actividad sísmica inducida o desencadenada.

Colombia se encuentra a puertas de iniciar las pruebas piloto de fracturamiento hidráulico multietapa mediante pozos horizontales en rocas generadoras, pruebas necesarias para poder esclarecer a la comunidad del país las dudas y los verdaderos riesgos que implica la aplicación de esta técnica. El presente proyecto espera poder aclarar algunos puntos sobre la creencia que existe en cuanto a la generación de sismos por el uso de esta técnica.

ABSTRACT

TITLE: ANALYSIS OF THE SEISMIC ACTIVITY ASSOCIATED WITH THE OPERATIONS OF PRODUCTION AND STIMULATION OF UNCONVENTIONAL RESERVOIRS, IN THE UNITED STATES OF AMERICA.*

AUTHORS: JAVIER CABAL FLÓREZ, PAOLA ALEXANDRA FORTUNATO ALVAREZ.†

KEY WORDS: UNCONVENTIONAL RESERVOIRS, HYDRAULIC FRACTURING, DISPOSAL WELLS, INDUCED SEISMICITY, TRIGGERED SEISMICITY.

DESCRIPTION

The purpose of this project is to compile the most relevant cases that have been reported on seismicity related to the exploration and development operations of unconventional reservoirs in the United States of America. The introduction informs the remarkable growth that the seismic activity has had since 2009, mainly in the central-eastern regions of the country, establishing a space and time relationship with the increase of hydraulic fracturing activities in unconventional reservoirs and activities of disposal wells for residual fluids, which are mainly formed by the production of brines associated with crude oil and by the flowback fluid from hydraulic fracturing operations in tight source rocks through horizontal wells.

The selection of the study cases was made through the use of keywords in the bibliographic catalog provided by the virtual platform of the university, where multiple databases of scientific documents with a very rigorous technical base can be accessed. The search allowed to study documents where is state the physical

* Bachelor Thesis.

† Faculty: Physical-Chemical Engineering. School: Petroleum Engineering. Director: MSc. Harving Díaz Consuegra

phenomena that describe the seismicity with anthropogenic origins, and establish the main variables that can cause an induced or triggered seismic activity.

Colombia is beginning the investigative pilot tests of multistage hydraulic fracturing through horizontal wells in generating rocks, which are necessary to clarify the community of Colombia the doubts and the real risks involved in the application of this technique. The present project hopes to clarify some points about the belief that exists in the generation of earthquakes by the use of this technique.

INTRODUCCIÓN

En Estados Unidos de América se ha presentado un incremento atípico en la actividad sísmica de la región centro-este, principalmente en los estados de Kansas⁵, Ohio⁶, Oklahoma⁷ y Texas⁸, donde existe una estrecha vinculación temporal entre dicho incremento y la exploración, explotación y desarrollo de yacimientos convencionales y no convencionales, entendiendo como desarrollo a los diversos procesos que conllevan la producción de hidrocarburos, principalmente la disposición del agua de reflujo (flowback) utilizada para generar las fracturas y el agua de producción separada del aceite extraído, las cuales por su composición química no pueden ser vertidas en cuerpos de agua superficiales y deben ser desechadas mediante pozos de disposición final.

El proceso de fracturamiento hidráulico para aumentar la permeabilidad de las formaciones de yacimientos y estimular la recuperación de hidrocarburos generalmente se acompaña de microsismicidad⁹. Sin embargo, esta sismicidad por lo general es imperceptible en superficie dado que la mayoría de las vibraciones originadas por el fracturamiento hidráulico son en promedio del rango de -2 a 1 en la escala de Richter¹⁰¹¹.

⁵PETERIE, Shelby, et al. Earthquakes in Kansas induced by extremely Far-Field pressure diffusion. En: Geophysical Research Letters. Febrero, 2018, Vol. 45., p.1396.

⁶SKOUMAL, Robert; BRUDZINSKI, Michael y CURRIE, Brian. Distinguishing induced seismicity from natural seismicity in Ohio: demonstrating the utility of waveform template matching. En Solid Earth. Agu Publications. Mayo, 2015., p 6285.

⁷ WALSH, Rall y ZOBACK, Mark. Oklahoma's recent earthquakes and saltwater disposal. En: Science Advances, Seismology. Junio, 2015, Vol. 1., p. 2.

⁸ SNEE, Jens-Erick y ZOBACK, Marck. State of stress in the Permian Basin, Texas and New Mexico: implications for induced seismicity. En: The Leading Edge. Febrero, 2018, Vol. 37 no. 2., p. 128.

⁹ BAPTIE, Brian, SEGOU, Margarita y ELLEN, Rachel. Unconventional Oil and Gas Development: Understanding and Monitoring Induced Seismic Activity. En: British Geological Survey Open Report, noviembre 2016, p.86.

¹⁰INSTITUTO ARGENTINO DEL PETROLEO Y DEL GAS (IAPG). El abecé de los hidrocarburos en reservorios no convencionales. Buenos Aires: GuttenPress, 2015. p. 4.

¹¹ WARPINSKI, Norman, et al. Measurements of hydraulicfracture- induced seismicity in gas shales, SPE Hydraulic Fracture Technology Conference, The Woodlands, Texas, 6–8 February 2012. P 3.

Aunque los sismos de mayor magnitud han sido asociados a la disposición de agua residual que se realiza desde el año 1930, la ambigüedad causada en el público y los medios informáticos sobre la diferencia entre los procesos de fracturamiento hidráulico y la disposición de sus aguas de desecho han llevado a un intenso escrutinio del fracturamiento hidráulico, particularmente por parte de agencias regulatorias.¹²

La razón por la que la inyección de agua residual representa un mayor riesgo de generar un sismo de alta magnitud está en la considerable cantidad de volumen que se inyecta continuamente a una formación de mayor profundidad y la cual normalmente se encuentra saturada. Uno de los casos se presentó en el centro de Oklahoma, donde a causa de los pozos de disposición de fluidos se desencadenó un sismo de magnitud 5,7 M_w resultando en la destrucción de 14 casas y dos personas heridas.¹³

Existe actualmente una gran cantidad de información sin base técnico-científica que genera confusión en torno a este tema, por tanto, es de vital importancia estudiar rigurosamente los documentos de mayor relevancia sobre actividad sísmica asociada a las operaciones de fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales. Considerando que un sismo es perceptible a partir de una magnitud de $M_L 3,5$, y potencialmente peligrosos, los que pueden generar daño a la infraestructura, a partir de una magnitud de $M_L 5$ (M_L es la unidad que representa la magnitud de un sismo en la escala de Richter), se debe identificar los eventos reportados en las bases de datos con el fin de referenciar los aspectos claves del porqué se generan y cuáles son sus posibles causas.

¹²WONG, Ivan, et al. Induced Seismicity and Traffic Light Systems as Related to Hydraulic Fracturing in Ohio. Oakland: URS Corporation. Julio, 2015.

¹³ELLSWORTH, William. Injection Induced Earthquake. [En línea]. Science. 2013. Estados Unidos de América: Universidad de Stanford. 2013. (Recuperado en 10 enero 2019.) Disponible en <https://scits.stanford.edu/ellsworth-w-2013-injection-induced-earthquakes-science-341-doi-101126science1225942>

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Analizar incidentes técnicamente documentados de actividad sísmica inducida o desencadenada atribuida a operaciones de desarrollo y producción en yacimientos no convencionales, en Estados Unidos de América.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Realizar un estudio bibliográfico sobre casos de incremento de sismicidad en proyectos de yacimientos no convencionales en Estados Unidos de América con base en información técnico-científica mediante la utilización de recursos electrónicos como bases de datos, bibliotecas digitales, revistas científicas y normas.
- Identificar y clasificar las características geológicas (la profundidad, el tipo de formación, la estratigrafía, la tectónica) y las condiciones operacionales que pueden haber generado el incremento de la actividad sísmica en los proyectos documentados.
- Identificar relaciones de causalidad entre los diferentes episodios de incremento de sismicidad, las características de las formaciones donde estos se presentaron y las condiciones operacionales bajo las cuales se produjo el evento sísmico.
- Realizar un análisis del contexto ambiental y técnico colombiano, referente a yacimientos no convencionales, en contraposición a las condiciones geológicas y operacionales de los casos estudiados.

2. MARCO REFERENCIAL

2.1 YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES

Un sistema petrolero convencional se presenta cuando coinciden los principales elementos geológicos que conforman un yacimiento al tiempo de la generación, migración y acumulación de los hidrocarburos. Estos elementos son: la roca generadora, la roca almacén, la roca sello, una falla estructural o trampa, y una columna suprayacente de roca que proporcione presión.

Se clasifica como yacimiento no convencional a toda estructura que almacena reservas de aceite o gas y carece de al menos uno de los elementos anteriormente mencionados. Cada uno de estos tipos de formaciones requieren de una práctica específica para ser explotado, por ejemplo, el caso del fracturamiento hidráulico los yacimientos carecen de una roca almacén y se busca crear canales de flujo en las rocas generadoras, las cuales son de muy baja permeabilidad, entre 0.01 hasta 0.000001 mD. Se catalogan como:

- Crudo Asociado a Lutitas o Shale Oil y Shale Gas (roca generadora).
- Yacimientos de crudo o gas apretado (Tight Oil, Tight Gas).
- Arenas Bituminosas.
- Gas Metano asociado a mantos de carbón.
- Hidratos de gas (gas hydrate).
- Gas de centro de cuenca (basin-centered gas).

2.1.1 Fracturamiento hidráulico El fracturamiento hidráulico es una técnica de bombeo de fluidos a un pozo cuyo fin es crear la presión necesaria para fracturar la capa de roca. El fluido inyectado contiene un material apuntalante y químicos en menor proporción que ayudan a mantener las fracturas abiertas para permitir el flujo de petróleo y gas para su producción. Para producir hidrocarburos en yacimientos no convencionales se utilizan pozos horizontales a lo largo de la roca generadora y fracturas de múltiples etapas para poder lograr la conexión de microfracturas en un área mayor. Estos pozos primero se perforan verticalmente y luego se desvían horizontalmente a lo largo de la formación de interés, la inyección se realiza hasta alcanzar la máxima presión soportada por la roca generadora, creando una hidrofractura de poca extensión y permitiendo la liberación de fluidos contenidos mediante el canal de mayor permeabilidad que ha sido creado durante el proceso.

2.2 RIESGO SÍSMICO

En la actualidad no existe ningún método científico que pueda predecir la ocurrencia de un sismo, la naturaleza de las fallas es compleja y además no se tiene conocimiento completo de todo el subsuelo, por ello, los científicos se basan en la Ley de Recurrencia para el estudio de sismos, la cual establece la probabilidad de ocurrencia de un sismo de gran magnitud basándose en la cantidad de movimientos telúricos de menor magnitud que ocurran en una región específica.

Para la evaluación del riesgo sísmico es importante contar con la correcta evaluación del peligro sísmico y considerar la vulnerabilidad sísmica de la zona. Primero, se debe establecer la diferencia entre peligro y riesgo sísmico. El peligro sísmico es la cuantificación de la probabilidad de ocurrencia de un evento sísmico y de los demás fenómenos físicos que se desarrollan como consecuencia de un sismo (deformaciones tectónicas, inundaciones, maremotos), provocando efectos adversos a la actividad humana en una zona específica. Por otro lado, la

vulnerabilidad se centra en las estructuras elaboradas por las personas, es un valor que permite calificar la calidad de una estructura en cuanto a la resistencia de un movimiento telúrico, así, se puede clasificar dentro de un rango de nada vulnerable a muy vulnerable.

El estudio del riesgo sísmico considera la cuantificación obtenida con el análisis del peligro sísmico y lo relaciona con la vulnerabilidad de la región estudiada, es decir, los elementos de una zona con cierta peligrosidad sísmica pueden verse afectados en menor o mayor medida dependiendo del nivel de vulnerabilidad sísmica que tengan¹⁴.

2.2.1 Sismicidad atribuida a la actividad humana La sismicidad atribuida a la actividad humana abarca diversos casos y se presenta principalmente en cuatro escenarios: actividades de almacenamiento de hidrocarburos o de CO₂; actividades de extracción de hidrocarburos y minerales (formaciones despresurizadas); actividades de inyección de fluidos en el subsuelo bien sea como método de recobro mejorado, disposición de aguas residuales, actividad de fracturamiento hidráulico o el recobro de energía térmica; y, por último, la realización de pruebas nucleares. Los casos de sismicidad abordados en el presente trabajo obedecen estrictamente a dos tipos de actividades que se llevan a cabo en la industria petrolera, la actividad de fracturamiento hidráulico para la explotación de yacimientos no convencionales y la actividad de disposición de aguas residuales (pozos disposal). Por ello, es necesario establecer la manera en la cual las actividades humanas puede llegar a generar movimientos telúricos.

2.2.2 Modelo Gutenberg-Richter y periodo de recurrencia

Modelo Gutenberg – Richter (G-R) Se trata de un modelo estadístico desarrollado a mediados del siglo XX por los sismólogos Charles Francis Richter y

¹⁴PARRA, Humberto, et al. Metodología para el cálculo de la Peligrosidad Sísmica en el Ecuador y cálculo del riesgo sísmico en Quito, Tesis Doctoral. Madrid: Universidad Politécnica de Madrid. 2014. p.70.

Beno Gutenberg, el cual permite cuantificar la relación frecuencia – magnitud de la actividad sísmica de una fuente tipo área.¹⁵

El modelo se basa en la relación que existe entre el número de sismos (N) en una región determinada con una magnitud establecida (m), esta relación es de tipo lineal y se rige bajo las constantes a y b.

$$\log N(m) = a - b.m \quad (1)$$

Donde, N es el número anual de eventos sísmicos de igual o mayor magnitud que m; a, b son los coeficientes que se obtienen al ajustar la sismicidad observada N(m) a una recta. Este ajuste se realiza mediante los métodos numéricos de máxima verosimilitud o de mínimos cuadrados.

Las constantes del modelo G-R son de gran importancia para conocer las tendencias de actividad sísmica en una región. El valor “a” es una medida de sismicidad regional que considera la cantidad y la magnitud más baja de eventos sísmicos que se han presentado. El parámetro “b” es de gran importancia para comparar los diferentes eventos sísmicos y calcular el peligro sísmico al que está expuesta una región, su valor generalmente se encuentra entre $0,8 < b < 1,2$.¹⁶ El parámetro b nos informa sobre tendencias en características sísmicas de una región, por ejemplo, el nivel de esfuerzo es inversamente proporcional al valor obtenido de b, al ser b un valor menor nos indica que la frecuencia de sismos grandes es mayor, por ende, una concentración mayor de esfuerzos en la zona.

El periodo de recurrencia se encuentra estrechamente vinculado con el modelo G-R, donde se puede inferir que en una región sismogénica que presentan una gran cantidad de sismos de baja magnitud en algún punto de la historia se generará un

¹⁵MENDOZA, Avith. Estudio de la estabilidad del valor b para regiones sismotectónicas de México. Tesis de Maestro en Ciencias de la Tierra. México: Universidad Autónoma de México. Programa de Posgrados en Ciencias de la Tierra. Febrero, 2012, p. 5.

¹⁶AGUIAR, Roberto. Espectros de control para ciudad de Quito. Monografías de Ingeniería Sísmica. Quito: A.H. Barbat, 2015., p 14.

sismo de mayor magnitud. El periodo de recurrencia es el tiempo que transcurre entre la ocurrencia de dos eventos de la misma magnitud en una misma región.¹⁷

2.2.3 Dimensionamiento de la magnitud en sismos Es necesario conocer lo que representan las diferentes magnitudes que miden a los movimientos telúricos con el fin de comprender qué puede representar un riesgo ambiental o social, bien sea en zonas de baja población o en lugares de alta densidad poblacional. Las medidas principales para registrar un sismo son dos: la escala de Gutenberg-Richter (M_L), y la magnitud de momento sísmico (M_w).

Ambas escalas son logarítmicas, la diferencia entre las dos está en la precisión que logra manejarse, la escala Gutenberg-Richter incrementa su incertidumbre a partir de magnitudes de 6 grados, la magnitud de momento sísmicos se desarrolló como una mejora en la precisión de eventos de gran magnitud, por lo tanto, se expresa bajo los mismos valores que representan la energía total que libera una falla tras el movimiento de dos bloques a lo largo de ésta.

- **Escala Gutenberg-Richter (M_L)** Debido a las grandes magnitudes de energía liberadas en un terremoto se optó por crear una escala logarítmica donde se pudiese relacionar la magnitud de microsismos con terremotos de alta capacidad destructiva, por ello es de vital importancia entender que los valores asignados a cada nivel aumenten de forma exponencial y no lineal, es decir, el incremento de una unidad de magnitud representa $\sqrt[2]{1000}$, es decir, aproximadamente 32 veces más el valor anterior en términos de energía liberada¹⁸. Por ejemplo, un sismo de (M_L) = 4 es 32 veces más intenso que un temblor de (M_L) = 3, y un sismo de (M_L) = 5 representa 1000

¹⁷MEDINA, Alicia, et al. Determinación del periodo de recurrencia y magnitud máxima para el control de las estructuras en el rango elástico ante un sismo asociado a las fallas inversas de Quito. En: Revista Internacional de Ingeniería de Estructuras, octubre de 2014, Vol. 19, no. 2. p. 210.

¹⁸ ESPÍNDOLA, Víctor y PÉREZ, Xyoli. ¿Qué son los sismos, dónde ocurren y cómo se miden?. En: Ciencia, Julio-septiembre de 2018, Vol. 69 no. 3., p. 8-15.

veces la energía liberada por uno de $(M_L) = 3$, es decir que, un sismo de $(M_L) = 6$ representa 32000 veces la energía de uno de $(M_L) = 3$.

- **Magnitud de momento sísmico (M_w)** Una manera de calcular la energía de un sismo con mayor precisión es estableciendo una relación entre el momento sísmico que se libera (M_0) y la magnitud (M_w) que representa dicha liberación de energía. Si se considera que la acumulación de energía a lo largo del plano de falla es de forma uniforme, El momento sísmico (M_0) sigue el modelo de James Brune¹⁹, donde se tiene en cuenta el área afectada de la falla (A), el desplazamiento promedio entre los dos bloques que separa la falla (δ) y el producto de ambas cantidades se multiplica por el módulo de rigidez (μ), lo que entrega el momento sísmico²⁰.

$$M_0 = \mu \delta A \quad (2)$$

Una vez conocido el valor del momento que se pudo liberar durante el sismo, se determina su magnitud de momento sísmico (M_w):

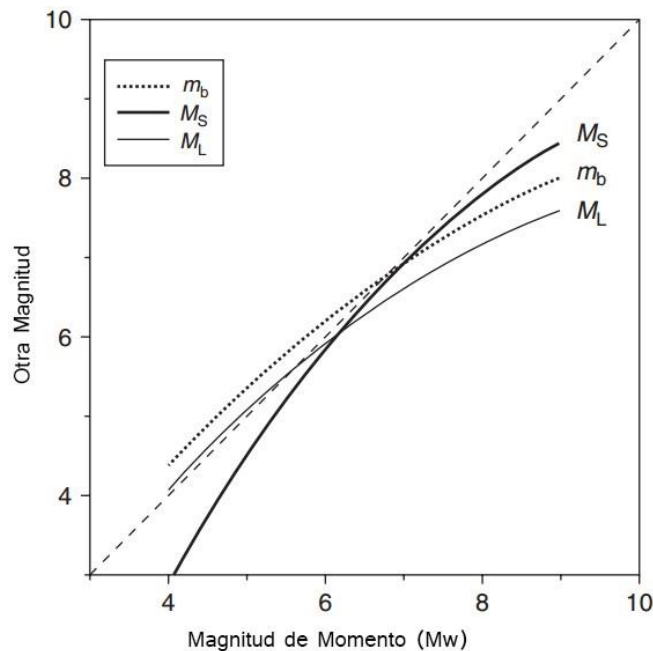
$$M_w = \frac{2}{3} \log(M_0) - 10.7 \quad (3)$$

Los valores obtenidos por ambos métodos, (M_L) y (M_w) , muestran gran afinidad hasta que alcanza un valor de $M_w = 6$, como se ve en la figura 1. A partir de una magnitud de 6 los resultados dados en la escala Richter presentan un error y son corregidos al usar la escala de magnitud de momento sísmico M_w .

¹⁹BRUNE, James. Seismic moment, seismicity, and rate of slip along major fault zones. En: Journal of Geophysical Research, enero, 1968, Vol. 73. No.2., p. 779.

²⁰ CENTRO SISMOLÓGICO NACIONAL DE CHILE. Fórmulas para estimar la magnitud de un sismo. [En línea]. Chile: Universidad de Chile, 2016. [Recuperado en 17 de mayo de 2019]. Disponible en <http://www.csn.uchile.cl/formulas-para-estimar-la-magnitud/>.

Figura 1 Comparación de las diferentes medidas de magnitud en sismos.



Tomada de: Centro Sismológico Nacional de Chile. Fórmulas para estimar la magnitud de un sismo. Universidad de Chile.

2.2.4 Escala de intensidad Mercalli Modificada (MMI) La Escala de intensidad Mercalli Modificada es una medida cualitativa de la energía liberada por un sismo que describe mediante 12 niveles la manera en que fue percibido la actividad sísmica por las personas. Este tipo de medida facilita la descripción de los daños causados por un sismo según la afectación que puede observarse en el epicentro:

Tabla 1 Escala de Intensidad Mercalli Modificado (IMM)

NIVEL	DESCRIPCIÓN DEL EVENTO
I	El movimiento es tan leve que no es percibido por las personas, tan solo se registra por los instrumentos sísmicos.
II	El movimiento es sentido solo por pocas personas en reposo, especialmente aquellas que se encuentran en los niveles superiores de un edificio, objetos suspendidos pueden oscilar.

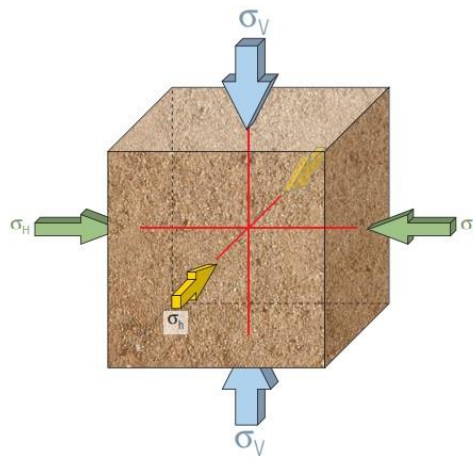
III	Es percibido en el interior de las edificaciones, pero muchos no pueden reconocerlo como un sismo debido a que la vibración se asemeja a la producida por el paso de un vehículo.
IV	Objetos suspendidos oscilan libremente, los vehículos estacionados bambolean, cristalería y vidrios suenan, las puertas y paredes de madera crujen.
V	Es percibido en el exterior de los edificios, permite estimar la dirección de las ondas, personas dormidas se despiertan el contenido líquido en recipientes es perturbado y se puede derramar.
VI	Sentido por todas las personas en el epicentro, muchos sufren pánico, se tiene dificultad en caminar establemente, libros y objetos caen al piso, los muebles son desplazados o volcados.
VII	Se tiene dificultad en mantenerse de pie, es percibido por conductores de vehículos en marcha, muebles se rompen, las chimeneas se fracturan al nivel del techo.
VIII	La conducción de vehículos se dificulta, caídas de monumentos y tanques elevados, algunas ramas de árboles se quiebran.
IX	Pánico general, construcciones poco estables son destruidas, daños de embalses y depósitos de agua, ruptura de tuberías enterradas, grietas significativas y visibles en el terreno.
X	Puentes destruidos, grandes deslizamientos de tierra, rieles de ferrocarril ligeramente deformados.
XI	Los rieles de ferrocarril deformados severamente ruptura de tuberías enterradas que quedan fuera de servicio.
XII	Destrucción total, grandes masas de roca desplazadas, las líneas de visión óptica distorsionadas, objetos lanzados al aire.

2.3 ESFUERZOS EN EL SUBSUELO

Una roca en el subsuelo se encuentra sometida a tres diferentes esfuerzos principales con diferentes orígenes, magnitudes y direcciones, son considerados como esfuerzos normales pues se aplican de forma perpendicular a un área superficial de la roca. Los tres esfuerzos principales se componen por un esfuerzo vertical, ejercido por formaciones suprayacentes debido al peso de los estratos también conocido como la presión litostática, este esfuerzo vertical se identifica

como σ_v , y por dos esfuerzos horizontales, que consta de dos componentes σ_H y σ_h , el primero indica la dirección del mayor esfuerzo horizontal, el segundo la dirección del menor esfuerzo horizontal. Adicional a estos tres esfuerzos se requiere de la orientación de un esfuerzo para poder describir un campo de esfuerzo, la cual normalmente corresponde al azimut del máximo esfuerzo horizontal.²¹

Figura 2 Representación de los principales esfuerzos normales en un campo de esfuerzos.



Tomado de: Cook, J. Frederiksen, R. Las rocas importan: realidades de la geomecánica. En: Oilfield review, Schlumberger. Diciembre de 2007. P. 3

La magnitud de estos esfuerzos brinda una idea del tipo de falla que se tiene en la formación. Para el caso de fallas normales se presenta como el esfuerzo principal (σ_v), el terreno se encuentra en un campo de extensión entonces los esfuerzos horizontales son menores, $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$, el bloque colgante (por encima del plano de la falla) descende con respecto al bloque de la base. Las fallas rumbo deslizante tienen la particularidad de que el esfuerzo principal es igual al esfuerzo mayor horizontal, es decir, $\sigma_H > \sigma_v > \sigma_h$, los bloques separados por el plano de falla se desplazan horizontalmente uno respecto del otro, se encuentran en un campo de

²¹ COOK, John, et al. Las rocas importan: realidades de la geomecánica. En: Oilfield review, Schlumberger. Diciembre de 2007. p. 2.

compresión. Por último, se encuentra las fallas inversas donde el esfuerzo principal es igual al esfuerzo horizontal mayor con la diferencia de que en este caso el menor esfuerzo es el vertical, se cumple $\sigma_H > \sigma_h > \sigma_v$ el bloque base se desplaza sobre el bloque colgante.

Para poder estudiar la magnitud que tienen los esfuerzos principales según la profundidad y el ambiente tectónico en que se encuentra un volumen de interés (a condición hidrostática o presurizada), se necesita evaluar los esfuerzos en función de las variables: esfuerzo principal menor (σ_h) y presión de poro (P_p). Así, es posible determinar en qué ambiente tectónico se encuentra una región de interés según el valor de la presión de poro, si la P_p es igual a la presión hidrostática se encuentra en una región estable o si la P_p tiende a ser igual a la litostática, es decir, se encuentra en una región presurizada. También se considera que, para un campo de esfuerzo en equilibrio, el valor de P_p debe permanecer menor al valor del esfuerzo principal más débil, y que la diferencia entre el esfuerzo principal máximo y mínimo no puede superar la resistencia de la formación de interés.²²

2.3.1 Presión de poro (P_p) La presión de poro o presión de formación consiste en la fuerza de reacción ejercida por los fluidos que se encuentran atrapados en los espacios porosos e interconectados de la roca a una determinada profundidad. La dirección de estas fuerzas contrarresta la presión ejercida por las formaciones que rodean a la roca, por lo tanto, la presión de poro está en función de la saturación y la densidad del fluido contenido, la profundidad vertical y las propiedades de la formación. La presión de poro puede encontrarse por medición directa o mediante la interpretación de registros eléctricos, está clasificada en dos clases:

- **Presión normal (hidrostática):** Cuando la presión de formación es igual a la presión hidrostática de una columna de fluido de formación que se

²² ZOBACK, Mark. Reservoir Geomechanics. [En línea]. Estados Unidos de América: Department of Geophysics, Stanford University. 2017. (Recuperado en 02 marzo 2019.) Disponible en <https://lagunita.stanford.edu/courses/course-v1:EarthSciences+ResGeo202+Spring2019/about>

extiende desde superficie hasta la profundidad de interés, es decir, la presión de formación es igual a la presión hidrostática de la región.

- **Presión anormal:** cuando la presión de formación es mayor o menor a la presión hidrostática que se tendría a la misma profundidad, esta diferencia se debe a los procesos de deposición que tuvo la formación, a la actividad tectónica de la zona, a eventos geológicos, geoquímicos y geotérmicos. Cuando la presión de formación es mayor a la presión hidrostática se considera como una zona sobre presurizada, si la presión de formación es menor a la hidrostática se conoce como una zona sub presurizada.

2.3.2 Esfuerzo efectivo (σ') El esfuerzo se define como una fuerza (vector) que actúa sobre un área determinada, está compuesto por componentes normales y componentes de corte. El esfuerzo normal (σ) es aquel que se aplica de forma perpendicular a una superficie. El esfuerzo de corte se aplica a lo largo de la cara del plano²³. Esta combinación de esfuerzos puede producir dos resultados sobre un cuerpo rocoso: primero, que la fuerza interna del cuerpo (presión de poro) sea equivalente a la fuerza aplicada externa aplicada sobre la matriz de la roca y mantenga el equilibrio; o que alguna de las fuerzas sea mayor y se genere una deformación, lo cual genera un cambio en su forma o en su tamaño. El esfuerzo efectivo (σ') en una roca describe la deformación que puede llegar a generarse en función de la presión de poro (P_p) y el esfuerzo normal (σ) o presión de sobrecarga (litostática) que existe a una profundidad determinada. Se genera en una membrana formada alrededor de los poros, donde interactúa la presión ejercida por los líquidos que saturan la roca (presión de poro), con la presión ejercida por

²³ COOK, John, et al. Las rocas importan: realidades de la geomecánica. En: Oilfield review, Schlumberger. Diciembre de 2007. p. 2.

las formaciones suprayacentes (presión de sobre sobrecarga), la diferencia entre estas dos presiones define al esfuerzo efectivo²⁴. Se expresa como:

$$\sigma' = \sigma - P_p \quad (4)$$

2.3.3 Cohesión (τ_0) Algunos suelos presentan resistencia al corte aun cuando el esfuerzo efectivo es prácticamente cero, esta resistencia es llamada cohesión. Las partículas se mantienen unidas debido a fuerzas internas que dependen en parte del número de puntos de contacto que cada partícula tiene entre sí, también en los casos donde predomina los efectos electroquímicos del tipo de roca.²⁵ Existen dos tipos de cohesión: cohesión aparente y cohesión verdadera.

- **Cohesión aparente:** se da en casos cuando existe presiones de poro negativas, es decir en rocas parcialmente saturadas. Es la unión causada por las fuerzas de tensión superficial desarrolladas por el agua que se encuentra saturando ciertos poros de la roca, esta tensión restringe el movimiento de pequeñas partículas, dando así una resistencia al corte.²⁶
- **Cohesión verdadera:** esta estructura es debida principalmente a las fuerzas iónicas que actúan entre las partículas del suelo. El tamaño de las partículas hace que las fuerzas iónicas superen las fuerzas gravitatorias que actúan sobre cada partícula.

²⁴CAVERO, Cristina. Análisis de métodos para la predicción de presión de poros aplicado a la estabilidad de pozos de perforación petrolera. [En línea]. Lima: Universidad Ricardo Palma. 2010. (Recuperado en 19 septiembre 2019.) Disponible en <http://repositorio.urp.edu.pe/handle/urp/122>.

²⁵GIORDANI, Claudio y LANZONE, Gustavo. Alteración de Rocas. En: Geología aplicada a la ingeniería civil y al medio ambiente. [En línea]. Rosario: Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Rosario. (Recuperado en 10 julio 2019.) Disponible en https://www.frro.utn.edu.ar/repositorio/catedras/civil/3_anio/geologia/files/U1-INTRODUCCION%20A%20LA%20GEOLOG%C3%8DA.pdf.

²⁶VELOZ, María. et al. Reducción de Fe presente en arcillas caoliníticas. En: Tópicos de Investigación en Ciencias de la Tierra y Materiales, septiembre, 2016, Vol.3, p. 213.

2.3.4 Resistencia al corte También conocido como el criterio de falla de Coulomb, indica cuál es el esfuerzo máximo que puede resistir un cuerpo antes de presentar una falla. Coulomb predijo una relación lineal entre las fuerzas normal y tangencial requeridas para formar una falla en una sección de área de un cuerpo.²⁷ Se da como el resultado de la resistencia al movimiento entre partículas que se deriva de: la resistencia a la fricción entre partículas y la cohesión entre partículas²⁸.

- **Resistencia de fricción entre partículas** Se presenta cuando la cohesión del material es cero, en el caso de litología se podría atribuir a rocas arenosas, donde la única resistencia al corte se da mediante la fricción entre partículas causada cuando un esfuerzo es aplicado a la formación. La fuerza que resiste el deslizamiento es proporcional al esfuerzo normal y al coeficiente de fricción:

$$\tau = \sigma' \tan \phi \quad (5)$$

Donde,

τ : Resistencia al corte.

σ : Esfuerzo normal efectivo.

ϕ : Ángulo de rozamiento interno.

Cuando se trata formaciones porosas se debe considerar el cambio en la saturación que tendrá al momento de la inyección de un fluido, por ello se reemplaza la ecuación (2) en la (3) y así observar el efecto de la presión de poro sobre la resistencia de la falla:

$$\tau = (\sigma - P_p) \tan \phi \quad (6)$$

²⁷BARLA, Giovanni. Rock Mechanics and Rock Engineering. Vienna: Springer Vienna, Vol 52, 2012, p. 56

²⁸ VADILLO, Lucas. et al. Revisión de la casuística sobre sismicidad inducida por producción y almacenamiento de hidrocarburos. En: Instituto Geológico y Minero de España. 2017. Boletín geológico y minero 128. p. 244.

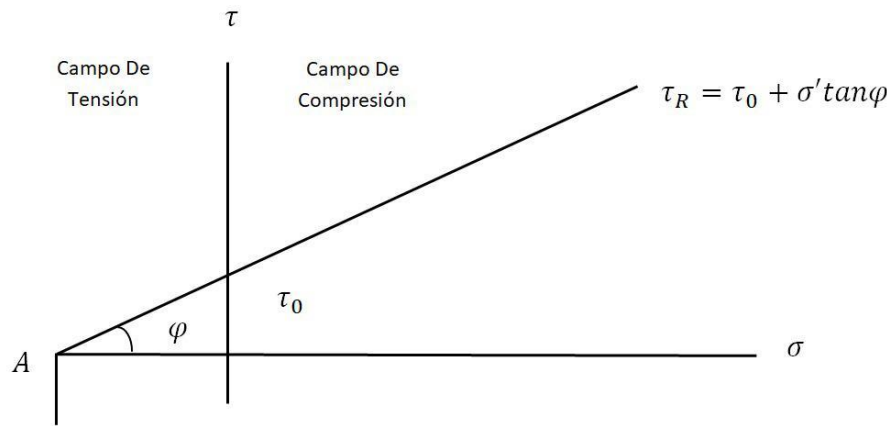
Para dar una representación más cercana a la realidad se debe incluir un término que representa la cohesión de la roca, por ello la función lineal que da resultado es:

$$\tau = \tau_0 + (\sigma - P_p) \tan \phi \quad (7)$$

Donde τ_0 es la constante que representa el valor de la cohesión.

Gráficamente se muestra como una función lineal cuyo corte en el eje Tau es el valor de la cohesión, la primera resistencia que tiene el material, y donde la variable para el caso de inyección de fluidos es el esfuerzo normal efectivo al generarse un cambio en la presión de poro.

Figura 3 Función lineal que describe la resistencia al corte de un material, cualquier esfuerzo igual al valor de un punto en la función causa la falla del material, la intersección en el eje vertical corresponde a la cohesión.



Tomado de: J, MARTINEZ. Ley de rotura de los materiales.

Según la ley de Amonton, el efecto de la fricción también puede expresarse en función de la interacción entre el esfuerzo normal efectivo (σ') y la resistencia de la falla (τ), mediante el coeficiente de fricción (μ):

$$\tan \phi = \mu = \frac{\tau}{\sigma'} \quad (8)$$

Luego, siguiendo la ley de esfuerzo efectivo²⁹, se puede expresar la resistencia de la falla como:

$$\tau = \tau_0 + \mu(\sigma - P_p) \quad (9)$$

Donde, σ hace referencia a la presión de litostática aportada por formaciones suprayacentes a la falla y P_p la presión de poro existente a lo largo del plano de la falla.

2.3.5 Criterio de Rotura Mohr-Coulomb El círculo de Mohr es un método donde se representa gráficamente el estado tensional de un cuerpo sólido, en planos con distintas orientaciones. El método facilita el estudio del campo de esfuerzos al ubicarlos en un mismo plano donde el eje de la abscisa representa el esfuerzo normal y en la ordenada los esfuerzos tangenciales o de corte, así al conocer el ángulo de una fuerza aplicada sobre el cuerpo, se puede entender fácilmente la deformación que pueda llegar a causar.

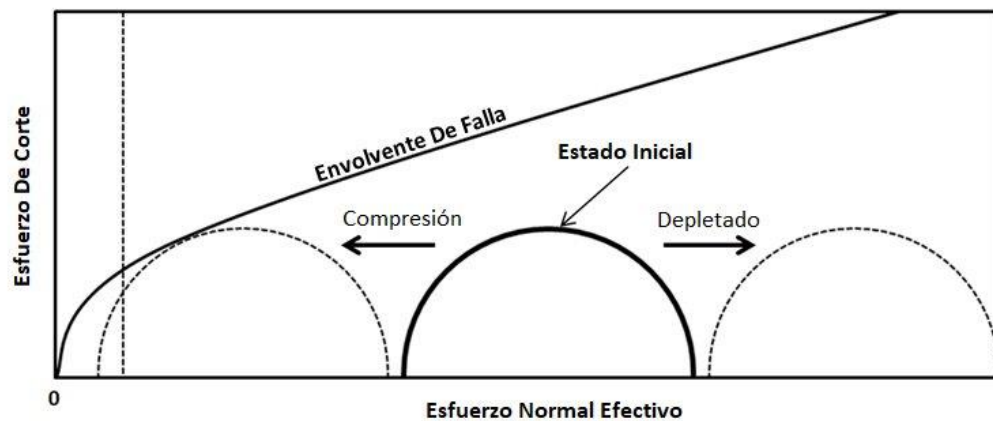
El criterio de rotura Mohr-Coulomb relaciona la teoría de resistencia al deslizamiento desarrollada por Coulomb con la representación gráfica del estado tensional de un cuerpo desarrollado por Mohr, para determinar en qué ocasiones un cambio en el esfuerzo efectivo conlleva a un deslizamiento de falla. Este escenario se presenta cuando la envolvente del círculo de Mohr entra en contacto de forma tangencial o corta en dos puntos con la función lineal de la resistencia al corte, para ello se consideran dos casos: el desplazamiento del círculo de Mohr hacia la envolvente de falla y el cambio en el diámetro del círculo de Mohr debido a la teoría del efecto de la poroelasticidad³⁰.

²⁹ HUBBERT, King y RUBEY, William. Role of fluid pressure in mechanics of overthrust faulting: 1. Mechanics of fluid-filled porous solids and its application to overthrust faulting. En: Bulletin of the Geological Society of America. 1959, Vol. 70, p. 119.

³⁰ VADILLO, Lucas. et al. Revisión de la casuística sobre sismicidad inducida por producción y almacenamiento de hidrocarburos. En: Instituto Geológico y Minero de España. 2017. Boletín geológico y minero 128. p. 245.

La sismicidad se relaciona con cambios de tensión – deformación en la proximidad de la falla, mediante variaciones de la presión de poro y del esfuerzo efectivo.³¹³² La figura 5 muestra dos escenarios, el primero es la intersección del círculo de Mohr con la envolvente de rotura a causa de un proceso de inyección que produce un desplazamiento homogéneo del círculo hacia el origen (izquierda) debido al incremento de la presión de poro. En el segundo caso se presenta una depleción, donde el círculo se desplaza alejándose de la envolvente de rotura.

Figura 4 Efectos teóricos del cambio en la presión de poro. Incremento de la presión de poro: sobre presión. Reducción de la presión de poro: depleción.



Tomado de: HILLIS, Richard. Pore pressure/stress coupling and its limitations for seismicity. (2000) En: Exploration Geophysics, v.31, P 449.

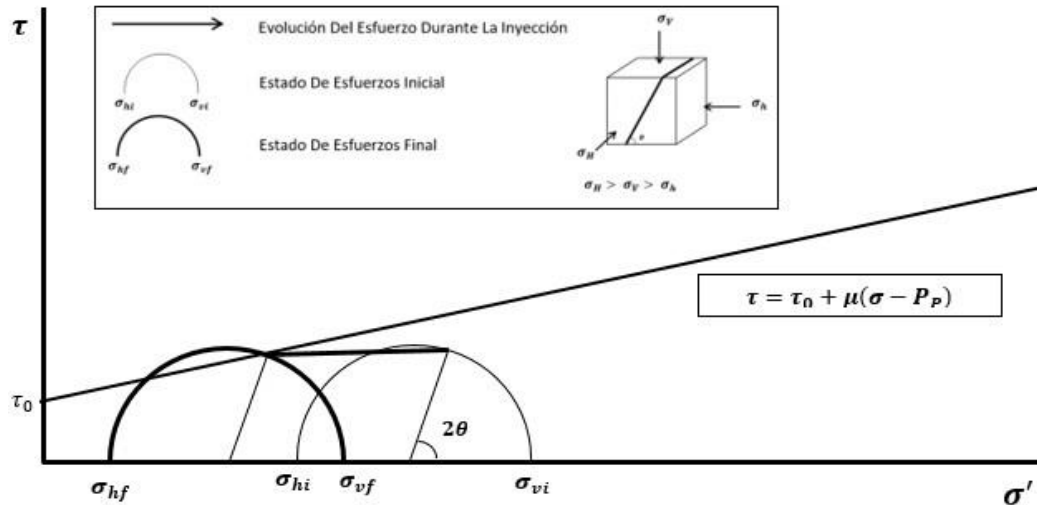
Los casos abordados a lo largo del trabajo se centran en la sismicidad atribuida a las actividades de inyección, es decir, el campo de esfuerzos al que se encuentra sometido la formación de interés está en compresión. A medida que la presión de poro incrementa, la roca se debilita, y la presión de poro tiende a ser igual al esfuerzo principal mínimo (σ_3). En el criterio de rotura Mohr-Coulomb se representa como un desplazamiento hacia la izquierda de la envolvente de

³¹RALEIGH, Charles; HEALY, James y BREDEHOEFT, John. An experiment in Earthquake Control at Rangely, Colorado. En: Science, marzo 1976, Vol. 191. p. 1233.

³²ADUSHKIN, Vitaly, et al. Seismicity in the oilfield. En: Oilfield Review, Neftegasovoye Obozreniye, enero, 2000, Vol. 5 no.1., p. 12.

esfuerzos hasta interceptar un punto de la función de la resistencia de falla como se observa en la figura 6, en este punto la falla inicia a deslizarse pudiendo desencadenar un sismo.

Figura 5 Criterio de rotura Mohr-Coulomb aplicado a casos de inyección de fluidos, la falla presenta un deslizamiento debido al incremento de la presión de poro.



Tomado y modificado de Nacht et al, (2010). Investigation of geological fault reactivation and opening.

2.3.6 Efecto de poroelasticidad La poroelasticidad se presenta en formaciones rocosas donde sus poros se encuentran totalmente saturados por un fluido, se manifiesta como una respuesta mecánica de la roca al existir una variación de la velocidad en la fuerza externa que actúa sobre la formación, o en el fluido que es extraído³³. Se presentan dos tipos de comportamiento:

- i. Cuando se reduce la presión de poro a causa de la producción de fluidos se da un acoplamiento de la matriz, presentando un cambio en el volumen poroso como respuesta al esfuerzo principal vertical.
- ii. Cuando se presenta un cambio en la velocidad del esfuerzo aplicado durante una actividad de inyección, se transmite un esfuerzo de manera

³³WANG, Herbert. Theory of linear poroelasticity with applications to geomechanics and hydrogeology. New York: Princeton University Press, 2000. p. 69. ISBN 0691037469.

elástica entre fluido del poro y la matriz de la roca, el radio que cubre la transmisión del esfuerzo es corto.³⁴

Para el estudio de sismicidad inducida por inyección de fluidos en yacimientos no convencionales se centra en el segundo comportamiento, cuando se inyecta una alta tasa de volumen en poco tiempo (de forma veloz) en una formación de baja permeabilidad, la difusión de la energía aplicada a la roca no es igual de veloz con la que es transmitida por las características mecánicas de la roca, la presión y la masa del fluido inyectado no puede transmitirse a lo largo de la formación a la misma rapidez con la que ingresa por la baja permeabilidad de la roca, entonces la tensión aplicada es transportada de manera elástica por la matriz de la roca y el fluido que contiene los poros.

2.4. TIPOS DE POZOS INYECTORES EN ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA

En Estados Unidos de América la entidad en cargada de la regulación y uso de pozos de disposición de aguas reguladas es conocida como EPA (United States Environmental Protection Agency). La EPA regula la construcción, operación, permisos y cierre de los pozos de inyección utilizados para disponer de los fluidos bajo tierra para su almacenamiento o eliminación. Las actividades que abarca el término de pozos de inyección son: almacenamiento de CO₂, disposición de aguas residuales, métodos de recobro mejorado (secundario y terciario), minería y la prevención de intrusión de salmuera.³⁵ La EPA estableció una categoría de seis clases de pozos de inyección con el fin de definir los requerimientos técnicos en la construcción y operación de un pozo según su finalidad, las categorías son:

- Pozo Clase I: Agua proveniente de desechos industriales y municipales.
- Pozo Clase II: Pozos de inyección relacionados con petróleo y gas.
- Pozo Clase III: Pozos destinados a la minería.

³⁴ DETOURNAY, Emmanuel; CHENG, Alexander. Fundamentals of Poroelasticity in Comprehensive Rock Engineering: Principles. En: Practice and Projects, 1993, Vol.2, p. 120.

³⁵ UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION. Class II Oil and Gas Related Injection Wells. [En línea]. Estados Unidos de América: Underground Injection Control (UIC). (Recuperado en junio de 2019). Disponible en <https://www.epa.gov/uic/class-ii-oil-and-gas-related-injection-wells>

- Pozo Clase IV: Pozos poco profundos de inyección de desechos peligrosos y radioactivos.
- Pozo Clase V: Pozos que inyectan fluidos no peligrosos en o sobre fuentes subterráneas de agua potable.
- Pozo Clase VI: Pozos utilizados para el almacenamiento de CO₂.

Los pozos de interés y sobre los cuales se dan los casos de sismicidad inducida son los Pozos Clase II. Los Pozos Clase II son usados para la inyección de fluidos asociados a la producción de hidrocarburos, se divide en tres categorías: pozos de disposición, pozos para recobro mejorado y pozos para almacenamiento de hidrocarburos.

Dos (2) billones de galones por día es el estimado que se tiene en USA sobre la inyección de fluidos, los estados donde existe la mayor cantidad de pozos inyectores son: California, Kansas, Oklahoma y Texas. En la actualidad, se estima un total de 180,000 pozos Clase II operando en Estados Unidos de América.

La realización y monitoreo de este tipo de pozos tiene como fin evitar la contaminación de yacimientos de agua dulce y potable, la cual pueda ser utilizada como fuente de hidratación en ciudades. En USA se rigen bajo la norma SDWA (Safe Drinking Water Act) donde se establece los parámetros a tener en cuenta para la protección de yacimientos de agua.³⁶

2.5. MARCO LEGAL PARA OPERACIONES DE YNC Y POZOS DE DISPOSICIÓN FINAL EN COLOMBIA

En Colombia existen entidades gubernamentales las cuales regulan, lideran y evalúan la política nacional en materia de exploración y explotación de hidrocarburos, la conservación y el uso adecuado de los recursos naturales, las áreas asignadas a las compañías para la exploración y explotación de

³⁶ UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION. Safe Drinking Water Act (SDWA). [En línea]. Estados Unidos de América: Underground Injection Control (UIC). (Recuperado en: junio de 2019). Disponible en: <https://www.epa.gov/sdwa>

hidrocarburos y los conceptos técnicos para el otorgamiento de las licencias ambientales; tales funciones son desarrolladas por el Ministerio de Minas y Energía (MinMinas), el Ministerio de Medio Ambiente y Desarrollo Sostenible (MinAmbiente), la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y la Autoridad Nacional de Licencias Ambientales (ANLA), respectivamente.

Dentro del marco normativo correspondiente al licenciamiento ambiental, procedimientos técnicos asociados con este tipo de técnica se disponen:

Tabla 2 Marco Legal de Colombia para la exploración y explotación de yacimientos no convencionales.

MARCO LEGAL	ENTIDAD QUE LO EXPIDE	DESCRIPCIÓN	ARTÍCULOS DE REFERENCIA
Resolución 0610 del 24 de marzo de 2010	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible	Por la cual se establece la Norma de Calidad del Aire o Nivel de Inmisión, para todo el territorio nacional en condiciones de referencia.	Artículo 4. Niveles Máximos Permisibles para Contaminantes Criterio. se establecen los niveles máximos permisibles a condiciones de referencia para contaminantes criterio.
Resolución 180742 del 16 de mayo de 2012	Ministerio de Minas y Energía	Por la cual se establecen los procedimientos para la exploración y la explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales	Artículo 1. Señalar el procedimiento para la exploración y la explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.

Decreto 3004 del 26 de diciembre de 2013	Ministerio de Minas y Energía	Por el cual se establecen los criterios y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.	Artículo 2. El Ministerio de Minas y Energía, de acuerdo con sus competencias, expedirá las normas técnicas y procedimientos en materia de integridad de pozos, estimulación hidráulica, inyección de agua de producción, fluidos de retorno
Resolución 0421 del 20 de marzo de 2014	Ministerio de Minas y Energía	Por lo cual se adoptan los términos para la elaboración del Estudio de Impacto Ambiental para los proyectos de perforación exploratoria de hidrocarburos y se toman otras determinaciones.	Anexo 3: Términos de Referencia y Requerimientos Complementarios para el Estudio de Impacto Ambiental y Plan de Manejo Ambiental para la Actividad de Exploración de Hidrocarburos en Yacimientos no Convencionales.
Acuerdo 03 del 26 de marzo de 2014	Agencia Nacional de Hidrocarburos	Reglamento de Contratación para Exploración y Explotación de Hidrocarburos, parámetros y normas aplicables al desarrollo de Yacimientos No Convencionales y se dictan disposiciones complementarias.	Capítulo 12: exploración y producción de yacimientos no convencionales de hidrocarburos.

Resolución 90341 del 27 marzo de 2014	Ministerio de Minas y Energía	Por el cual se establecen requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.	Artículo 1: Señalar requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales
Resolución 631 del 26 marzo de 2015	Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible	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.	Artículo 11: Prohíbe el vertimiento de las aguas de retorno y residuales a cuerpos de agua superficial y alcantarillado.
Resolución D-149 del 23 de marzo de 2017	Servicio Geológico Colombiano	Por la cual se determinan las especificaciones del monitoreo de sismicidad cerca de los pozos de exploración y/o producción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales	Artículo 1: El objeto de la presente resolución es determinar las especificaciones del monitoreo de sismicidad cerca de los pozos de exploración y/o producción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.

3. METODOLOGÍA.

La Universidad Industrial de Santander brinda a sus estudiantes a través de la plataforma web de su biblioteca un amplio catálogo bibliográfico que será la mayor herramienta para el desarrollo de la presente investigación, dado que se tendrá acceso a bases de datos que permiten la consulta de libros, artículos, revistas, normas internacionales, entre otros. Estas bases permiten también conocer la relevancia de la información de interés a nivel científico pues se permite ver el número de citas. Las bases de datos usadas son:

- **Scopus:** Es una herramienta para estudios bibliométricos y evaluaciones de producción científica, contiene: perfil del autor, perfil de la institución, rastreador de citas, índice y analizados de revistas científicas³⁷.
- **Web Of Science:** Acceso preferencial a información científica internacional, editadas por el Institute for Scientific Information (ISI). Cubre todas las áreas del conocimiento. Base de datos líder en la citación con la cobertura multidisciplinar de más de 10.000 revistas de alto impacto en las Ciencias, Ciencias Sociales y Artes y Humanidades, así como la cobertura de los procedimientos internacionales de más de 120.000 conferencias³⁸.
- **The American Geophysical Union:** Se trata de la Unión Geofísica Americana, esta organización busca la difusión de forma libre y gratuita de contenidos científicos en áreas que competen las ciencias de la tierra. Este recurso proporciona acceso al texto completo de varias revistas de AGU, incluyendo Journal of Geophysical Research (JGR), Geophysical Research Letters, Global Biogeochemical Cycles, G-Cubed (Geochemistry, Geophysics, Geosystems), Paleoceanography, Reviews of Geophysics,

³⁷ BIBLIOTECA UIS. Acceso remoto. Disponible en: tangara.uis.edu.co.

³⁸ *Ibíd.*

Tectonics, y Water Resources Research. El acceso a los libros publicados por AGU también se proporciona.³⁹

- **OnePetro:** Es una biblioteca en línea de literatura técnica para la industria de exploración y producción de petróleo y gas.⁴⁰

3.1 COMPILACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Como ya se mencionó la principal herramienta de búsqueda para la elaboración del presente trabajo es la que brinda la universidad a través de su plataforma web, cada buscador tiene filtros que permiten agilizar la búsqueda y hacerla más detallada, así mismo continuar la búsqueda a través de las bibliografías de los documentos que resultaron relevantes también fue un punto clave a la hora de adquirir información. Los filtros fueron: título de la publicación, área, palabra clave, año de publicación. De esta forma la información compilada cuenta con el respaldo de las bases de datos científicas lo que puede dar garantía de que lo descrito es verídico y confiable.

Los artículos, revistas, normas, libros e información destacada asociada a la búsqueda se seleccionaron mediante una serie de etapas que permitieron que la depuración o elección fuese más sencilla.

Etapas: Distinguir los artículos que guardan estrecha relación con las palabras clave.

Etapas: Identificar los documentos que contengan información sobre sismicidad inducida en Estados Unidos asociada a yacimientos no convencionales.

Etapas: Verificar que los documentos se refieran estrictamente a casos documentados de análisis de la actividad sísmica asociada a las operaciones de

³⁹ AGU PUBLICATIONS. [En línea]. PennState University Libraries. (Recuperado en 18 febrero 2019.) Disponible en <https://libraries.psu.edu/databases/psu01227>

⁴⁰OnePetro. What is OnePetro? [En Línea]. (Recuperado en 18 febrero 2019.) Disponible en: <https://www.onepetro.org/static-pages/about>.

estimulación y producción de yacimientos no convencionales, en Estados Unidos de América.

Etapa cuatro: Analizar detalladamente los casos identificados y verificados del tema en cuestión.

3.2 ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN.

Figura 6 Metodología para el análisis de la información.



Los resultados obtenidos para las palabras claves utilizadas se concentran en el siguiente resumen:

Tabla 3 Resultado de las búsquedas realizadas en las diferentes bases de datos que ofrece la plataforma virtual de la biblioteca.

Palabra Clave	Resultados de la busqueda
---------------	---------------------------

	SCOPUS	WEB OF SCIENCE	The American Geophysical Union	OnePetro
Seismicity hydraulic fracturing	317	23	934	6688
Cases of induced seismicity United States	136	18	757	2138
Cases of seismicity induced by hydraulic fracturing in the United States	105	5	119	3893
Hydraulic Fracturing Triggers Seismicity	28	5	383	1157
Earthquakes Hydraulic Fracturing	328	37	1083	1133
Induced Seismicity United States	294	115	933	3021
Poland, Ohio, induced seismicity	2	1	1	139
Belmont County induced seismicity	0	1	1	1
Harrison County induced seismicity	3	1	72	165
Monroe, Ohio, induced seismicity	0	1	1	1
Gilmore, Virginia del Oeste, induced seismicity	0	1	0	1
Garvin, Oklahoma, induced seismicity	0	0	2592	326
Washington, Ohio, induced seismicity	15	1	8340	774
Youngstown, Ohio, seismicity	6	2	2951	28
Dallas-Fort Worth, induced seismicity	6	0	9003	587
Azle, Texas, induced seismicity	1	1	4496	1096
Clerbune, Texas, induced seismicity	0	0	375	819
Fairview, Oklahoma, induced seismicity	0	1	1	1

Pawnee, Oklahoma, induced seismicity	0	1	1	1
Cushing, Oklahoma, induced seismicity	0	1	1	1
Prague, Oklahoma, induced seismicity	0	1	1	1
Timpson, Texas, induced seismicity	4	2	7975	68
Guy, Arkansas, induced seismicity	8	9	4996	8
Oklahoma Eola induced seismicity	0	1	1	203
Appalachian Basin induced seismicity	6	10	2494	7
Ardmore Basin	20	6	185	31
Ardmore induced seismicity	0	0	1142	4
Fort Worth Basin	20	0	189	126
Fort Worth induced seismicity	14	19	1143	77
Anadarko Basin	11	65	498	114
Anadarko induced seismicity	3	2	1550	30
East Texas Basin	452	132	162	564
East Texas induced seismicity	7	3	1159	585
Arkoma Basin	62	39	84	180
Arkoma induced seismicity	2	2	1142	8
Ellenburger Seismicity	4	4	1111	9
Utica Shale seismicity	2	3	1111	28
Point Pleasant seismicity	2	1	1124	7
Clinton induced seismicity	1	0	1142	6
Rodessa induced seismicity	1	1	1142	0
Shale Fayetteville induced seismicity	53	2	3007	98
Precambrian basement induced seismicity United States	32	27	1146	212

Sobre la base de estos resultados es evidente que la mayoría de documentos hablan sobre sismicidad inducida relacionada con la disposición de aguas

producto de operaciones en la industria del petróleo y señalan que los casos de sismicidad inducida por fracturamiento hidráulico como tal son raros⁴¹.

Una vez identificados los casos de actividad sísmica asociada a las operaciones de estimulación y producción de yacimientos no convencionales, en Estados Unidos de América, se realizó una búsqueda en las distintas bases de datos, y de esta forma se confirmó que cada caso contará con información científica y técnica.

Con la información sobre cada uno de los casos se realizó una depuración teniendo en cuenta factores determinantes, como: la fecha y ubicación geográfica del caso, información geológica de la formación donde se estaban realizando las actividades de fracturamiento y tipo de yacimiento, descripción de los acontecimientos, número de sismos registrados, causa o causas probables desencadenantes del incidente. Es importante destacar que en algunas ocasiones artículos se repetían en las bases de datos, o los filtros no eran tan eficientes lo que generó una gran cantidad de material basura. Por otro lado, se encontró una notoria barrera al momento de indagar en aspectos específicos y detalles técnicos de las actividades que se llevaban a cabo en los pozos directamente involucrados en los casos, al momento de producirse el evento sísmico.

⁴¹ SKOUMAL, Robert; BRUDZINSKI, Michael y CURRIE, Brian. Distinguishing induced seismicity from natural seismicity in Ohio: demonstrating the utility of waveform template matching. En: Solid Earth. AGU Publications. Mayo, 2015.

4. ANÁLISIS DEL INCREMENTO EN LA ACTIVIDAD SÍSMICA ATRIBUIDO A LAS OPERACIONES DE INYECCIÓN PARA EL DESARROLLO Y EXPLOTACIÓN DE YNC.

Para poder determinar si el origen de una secuencia de sismos corresponde a la actividad humana, se debe identificar cuatro parámetros: 1. Una posible fuente de origen antropogénico está influenciando el esfuerzo efectivo de una falla, para este estudio se considera principalmente como fuente las actividades de inyección. 2. Existe una correlación temporal entre la actividad sísmica y la sismicidad. 3. Existe una relación espacial entre la localización de la fuente antrópica y el hipocentro del sismo. 4. La secuencia de sismos se presenta como un enjambre de eventos con magnitudes similares y donde el evento de mayor magnitud no es el primero en generarse⁴².

Las actividades de inyección en las que se centra el presente trabajo son de Fracturamiento Hidráulico en yacimientos no convencionales y de disposición de fluidos residuales mediante pozos disposal, ambas actividades se realizan bajo condiciones diferentes, por lo tanto, las secuencias de sismos generadas para cada caso son diferentes. Los sismos atribuidos a la actividad de fracturamiento hidráulico se caracterizan por una estrecha relación temporal entre la inyección y el inicio de la secuencia sísmica, debido a que la inyección se realiza en una formación de baja permeabilidad no se puede explicar el fenómeno físico mediante la difusión de la presión de poro porque tardaría un tiempo mayor en interactuar con la falla, en cambio, se puede explicar mediante el efecto de esfuerzo poroelástico sobre la falla. Por otro lado, los pozos de disposición se caracteriza por inyectar fluidos a una baja presión y en formaciones de alta permeabilidad y alta porosidad, normalmente acuíferos despresurizados, como se pudo observar

⁴² SKOUMAL, Robert; BRUDZINSKI, Michael y CURRIE, Brian. Proximity of Precambrian basement affects the likelihood of induced seismicity in the Appalachian, Illinois, and Williston Basins, central and eastern United States. En: Geosphere, 2018, Vol.14, no.3., p. 1366.

en los casos planteados, los sismos de mayor magnitud se atribuye a estos casos y se explica mediante el fenómeno físico de la difusión de la presión de poro, la cual puede cubrir volúmenes más extensos y lograr la reactivación de fallas con mayor longitud que generalmente se encuentran conectadas hidráulicamente con el basamento cristalino precámbrico, provocando secuencias de sismos de mayor magnitud y eventos principales de mayor peligrosidad.

La influencia que tiene el basamento cristalino precámbrico es clave para la explicación de la generación de sismos por inyección de fluidos, al ser una formación sismogénica compuesta por una gran cantidad de fallas maduras y extensas, de una superficie lisa y una orientación favorable para presentar un deslizamiento, que, al presentarse una pequeña perturbación en su campo de esfuerzos, puede generar grandes secuencias de sismos⁴³.

⁴³ SKOUMAL, Robert; BRUDZINSKI, Michael y CURRIE, Brian. Proximity of Precambrian basement affects the likelihood of induced seismicity in the Appalachian, Illinois, and Williston Basins, central and eastern United States. En: Geosphere, 2018, Vol.14, no.3., p. 1371.

4.1 CASOS DE ACTIVIDAD SÍSMICA ASOCIADA A LAS OPERACIONES DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO (FH) EN ROCA GENERADORA.

4.1.1 Cuenca de Los Apalaches

Figura 7 Columna estratigráfica de la cuenca de Los Apalaches.

SYSTEM	SERIES	FORMATION	
		Appalachian Basin (E. OH)	W. Penn./W. New York.
PERMIAN			
PENN.			Conemaugh Gp. Allegheny Gp. Burgoon Fm. Murrysville Sand
MISS.		Sunberry Sh Berea Ss	
DEVONIAN	Upper	Ohio Shale	Venango Gp. Bradford Gp. Huron Sh. Elk Gp. Rhinestreet Sh.
			Hamilton Gp. Marcellus Fm.
		Columbus Ls Bois Blanc Ls Oriskany Ss Bass Islands Dol	Onondaga Ls Ridgeley Ss Helderberg Gp.
	Middle		
	Lower		
SILURIAN	Upper	Salina Gp.	Salina Gp.
	Middle	Lockport Dol.	Lockport Dol.
	Lower	Rochester Sh & Dayton Dol.	Clinton Gp.
		Clinton Ss	Medina Gp.
ORDOVICIAN	Upper	Queenston Sh. Reedsville Sh. Utica Sh.	Queenston Sh. Reedsville Sh. Utica Sh.
		Trenton & Black River Ls	Trenton & Black River Ls
			Beekmantown Dol.
	Middle		
	Lower	Beekmantown Dol. Knox Dol/Rose Run Ss	Gatesburg Fm. Warrior Fm.
		Rome Fm. Potsdam	Potsdam Ss. Pleasant Hill Fm.
CAMBRIAN	Upper		
	Middle		
	Lower	Precambrian	Precambrian
PRE - CAMBRIAN			

Fuente: American Journal of Science IODINE-129, 87 Sr/ 86 Sr, AND TRACE ELEMENTAL GEOCHEMISTRY OF NORTHERN APPALACHIAN BASIN BRINES: EVIDENCE FOR BASINAL-SCALE FLUID MIGRATION AND CLAY MINERAL DIAGENESIS

Formación Utica Shale⁴⁴ Utica Shale es una formación orgánica rica que se extiende por el subsuelo a través de la cuenca de Los Apalaches desde el estado de Nueva York en el norte hasta el noreste de Kentucky y Tennessee en el sur. La formación Utica tiene un área prospectiva de aproximadamente 85000 millas cuadradas. La estructura de la formación y el grosor están controlados por la tectónica de la cuenca. La Agencia Internacional de Energía (estima reservas probadas de 6,4 billones de pies cúbicos (TCF) para Utica Play Ohio, esto para el año 2015⁴⁵.

En Pensilvania la formación Utica alcanza 13000 ft hacia el noroeste y es más superficial en la unión de Ohio, Indiana y Kentucky. 5000 y 11000 ft son los rangos de profundidades en que se encuentran la mayoría de los afloramientos. La formación Utica es más gruesa en el oeste de Ohio y en la esquina noroeste de Pennsylvania a 200-300 ft y se adelgaza a 50 ft o menos en el sur de Ohio y el norte de Kentucky. El espesor combinado de Utica y Point Pleasant (formación adyacente a Utica Shale) es aproximadamente 100 pies o menos⁴⁶.

Las formaciones Utica y Point Pleasant son parte del antiguo sistema sedimentario conocido como la cuenca de los Apalaches. Estas formaciones se depositaron en una cuenca de antepaís aproximadamente paralela al frente estructural de las Montañas Apalaches⁴⁷. El intervalo Utica-Point Pleasant se describe como una lutita carbonosa de color gris a negro que encierra concreciones dispersas de

⁴⁴ FRACKING LINKED TO MORE OHIO EARTHQUAKES. [En línea]. Live Science. (Recuperado en 20 febrero 2019.) Disponible en <https://www.livescience.com/48294-fracking-caused-ohio-earthquakes.html>

⁴⁵ UTICA SHALE PLAY GEOLOGY REVIEW. [En línea]. Administración de Información Energética de Estados Unidos. (Recuperado en 18 febrero 2019.) Disponible en https://www.eia.gov/maps/pdf/UticaShalePlayReport_April2017.pdf.

⁴⁶Ibíd., p. 7.

⁴⁷ HARPER, John. The Geology of Pennsylvania: Pennsylvania Bureau Of Topographic & Geologic Survey And Pittsburgh Geological Society. En: Shultz, 1999, p. 112.

carbonatos y fósiles localmente abundantes. La litología de Utica-Point Pleasant varía significativamente en toda la cuenca de los Apalaches⁴⁸.

La estructura de la cuenca de los Apalaches, junto con las principales fallas conocidas y la posición proyectada del Canal de Roma, sirve como características tectónicas que controlan la historia deposicional de las formaciones sedimentarias de la región, incluido el intervalo Utica-Point Pleasant. Las fallas de basamento mapeadas se dividen en dos categorías: (1) fallas que golpean paralelamente a la cuenca y están asociadas a la fosa tectónica del Canal de Roma y (2) transforman las fallas que se han desarrollado perpendicularmente al chocarse con la cuenca⁴⁹. Estas fallas del basamento representan zonas de debilidad que se supone han sido reactivadas varias veces durante el período Paleozoico y han continuado bien en el Cuaternario⁵⁰. Las fallas en la edad del Ordovícico y las fallas superficiales se extienden en las direcciones noreste-suroeste y perpendiculares noroeste-sureste. Varias de estas fallas coinciden con otras características del subsuelo como el Frente de Greenville. Estas características principales representan puntos de debilidad que a menudo permiten un mayor movimiento y acumulación de petróleo y gas natural⁵¹.

Caso 1: Poland, Ohio Entre el 5 y el 14 de marzo de 2014, se registró una serie de cinco sismos de entre M2.1 a M3.0 en Poland Township, condado de Mahoning, Ohio, cerca de la ciudad de Lowellville. Los movimientos telúricos ocurrieron en un radio de un 1km de donde se localizaban un grupo de pozos de petróleo y gas perforados recientemente en el área, uno de los cuales (Hilcorp

⁴⁸ ROEN, John y WALKER, Brian. Appalachian Oil and Natural Gas Research Consortium. Morgantown: West Virginia Geological and Economic Survey, 1996. p. 201.

⁴⁹ HARPER, John y LAUGHREY, Christopher. Geology of oil and gas fields of southwestern Pennsylvania. Harrisburg: Mineral Resource Report, 1987. p. 150.

⁵⁰ NEGUS-DEWYSS, Jane. The eastern Kentucky gas field: A geological study of the relationship of oil shale gas occurrence to structure, stratigraphy, lithology, and inorganic geochemical parameters. Disertación Ph.D. Morgantown: Universidad West Virginia. p. 199.

⁵¹ ROEN, John y WALKER, Brian. The atlas of major Appalachian gas plays. En: West Virginia Geological and Economic Survey Publication. 1996, vol. 2, p. 20.

Energy CLL2 1H; API3409923199) estaba siendo sometido a una estimulación hidráulica en el momento en el que el evento sísmico de M 3.0 ocurrió. Al estar temporalmente relacionado los eventos, el Departamento de Recursos Naturales de Ohio (ODNR) suspendió las operaciones en el pozo Hilcorp la tarde del 10 de marzo de 2014. La ODNR posteriormente anunció que existía una conexión probable entre la fracturación hidráulica y los eventos del municipio de Poland⁵².

- **Relación de causalidad:** El principal parámetro que debe considerarse para el estudio de este caso es la cercanía de la formación estimulada al basamento cristalino Precámbrico y la cercanía a fallas maduras. La formación estimulada fue Utica Shale y la formación Point Pleasant las cuales se encuentran a menos de 1 km del basamento cristalino Precámbrico⁵³, la relación temporal entre la actividad de inyección y el registro de eventos sísmicos no puede explicarse mediante la difusión de la presión, pues la inyección se realiza sobre una roca poco permeable, por ello se plantea el efecto de la poroelasticidad de la roca como el medio en que se transmitió el esfuerzo del fluido inyectado. También, se considera que 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 estimulación⁵⁴. En esta interpretación, el aumento de

⁵² SKOUMAL, Robert., BRUDZINSKI, Michael R. y CURRIE, Brian. Earthquakes Induced by Hydraulic Fracturing in Poland Township, Ohio. En: Bulletin of the Seismological Society of America. Febrero, 2015. Vol. 105, No. 1., p. 2.

⁵³ SKOUMAL, Robert., BRUDZINSKI, Michael R. y CURRIE, Brian. Proximity of Precambrian basement affects the likelihood of induced seismicity in the Appalachian, Illinois, and Williston Basins, Central and Eastern United States. En: Geosphere, v. 14, no. 3. Oxford Ohio, abril de 2018., p. 1365.

⁵⁴ HULSEY, B. J.; CORNETTE, Brian y PRATT, David. Surface microseismic mapping reveals details of the Marcellus shale. [En línea]. Society of Petroleum Engineers, Eastern Regional Meeting. Morgantown, West Virginia: Society of Petroleum Engineers. 2010. (Recuperado en 12 septiembre 2019.) Disponible en http://www.microseismic.com/wp-content/uploads/2017/07/2010-SPE_Surface_Microseismic_Mapping_Reveals_Marcellus_Shale.pdf

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 en comparación con la microsismicidad de fracturación hidráulica ($M < 1$) y el valor b calculado de los movimientos telúricos indican que se dio por el deslizamiento de una falla preexistente orientada de manera propicia en el campo de esfuerzo regional⁵⁵.

Skoumal en colaboración con otros estudiosos del tema, realizaron un estudio que buscaba hallar la posible relación entre el fracturamiento hidráulico y la sismicidad en Poland, para ello hicieron uso de un procedimiento de coincidencia de plantilla sismográfica y caracterizaron los eventos del 2011-2014⁵⁶. Los investigadores examinaron los datos sísmicos registrados por Earthscope Transportable Array, una red de estaciones sísmicas, en busca de señales repetitivas similares a los sismos conocidos del municipio de Poland, que fueron tratados como "huellas dactilares" sísmicas. Ellos lograron identificar 77 eventos durante 4-12 de marzo de 2014 que coincidieron temporal y espacialmente con las operaciones de fracturamiento hidráulico llevadas a cabo en las cercanías. Identificaron movimientos telúricos tan pequeños como $ML \sim 1$ hasta 3⁵⁷. La comunidad local reportó sentir solo un sismo cuya magnitud fue de 3.0, el 10 de marzo⁵⁸. La proximidad temporal y espacial de los sismos de Poland a las operaciones de

⁵⁵ SKOUMAL, Robert. BRUDZINSKI, Michael., y CURRIE, Brian. Earthquakes Induced by Hydraulic Fracturing in Poland Township, Ohio. En: Bulletin of the Seismological Society of America. Febrero, 2015. Vol. 105, no. 1., p. 2.

⁵⁶ SKOUMAL, Robert, et al. Optimizing multi-station earthquake template matching through re-examination of the Youngstown, Ohio sequence. En: Earth and Planet Science Letters, vol. 405, no. 1., p. 274.

⁵⁷ *Ibíd.*, p. 276.

⁵⁸ EARTH CHANGES MEDIA. [En línea]. Fracking confirmed as cause of rare 'felt' earthquake in ohio (Recuperado en 18 febrero 2019.) Disponible en: <https://www.earthchangesmedia.com/fracking-confirmed-as-cause-of-rare-felt-earthquake-in-ohio>.

fracturación hidráulica activa sugirió fuertemente que el proceso de estimulación desencadenó los eventos sísmicos.

Caso 2: Condados de Belmont, Guernsey, Ohio En mayo de 2014 una serie de 5 sismos, el mayor de ellos de ML 2.6, se registraron en los condados de Belmont y Guernsey en Ohio. Los epicentros se encontraban a menos de 5 km de cuatro pozos horizontales (pozos Kirkwood A 1H-4H-33) sometidos a estimulación con fractura hidráulica en abril-mayo de 2014 con objetivos en la Formación Ordovícico Point Pleasant a una profundidad aproximada de 2475 m.⁵⁹

De este caso los datos y estudios son más escasos, sin embargo, se encontró un documento en el que se concluye la gran posibilidad de que esta serie de sismos hayan sido inducidos por fracturamiento hidráulico, se llegó a esta conclusión reubicando los cuatro movimientos telúricos catalogados, seleccionando tiempos de llegada confiables e invirtiendo para ubicaciones usando un modelo de velocidad⁶⁰. Según los informes de levantamientos de perforación del ODNR, los cuatro terremotos reubicados parecen haber ocurrido al oeste de los pozos perforados, aunque las incertidumbres de la ubicación son relativamente grandes. Los escaneos usando las plantillas revelaron 64 eventos únicos hasta ML ~ 1 temporalmente restringidos a mayo de 2014. La comparación de plantillas usando las tres estaciones más cercanas mostró 180 eventos únicos restringidos desde el 28 de abril hasta el 25 de mayo de 2014, con un solo evento en cada uno de los dos meses siguientes. Los registros estatales indican que la perforación/finalización ocurrió entre el 28 de abril y el 21 de mayo a lo largo de

⁵⁹ SKOUMAL, Robert; BRUDZINSKI, Michael y CURRIE, Brian. Distinguishing induced seismicity from natural seismicity in Ohio: demonstrating the utility of waveform template matching. En Solid Earth. Agu Publications. Mayo, 2015., p. 6289.

⁶⁰ HERRMANN, Robert. Computer programs in seismology: An evolving tool for instruction and research, Seismology. Estados Unidos: Research Letter, 2013., p. 1085.

cuatro pozos horizontales, coincidiendo temporalmente con la sismicidad que detectada⁶¹.

- **Relación de causalidad:** Parece que la sismicidad floreció durante un conjunto de etapas de fracturamiento por medio de los pozos 3H-33 y 4H-33, a pesar de estar más lejos de la fuente sísmica que los pozos 1H-33 y 2H-33. El grupo principal de sismicidad comenzó durante la etapa 14 del pozo 3H-33, que parece ser una estimulación de rutina según el informe de estimulación disponible de ODNR, pero los detalles para la etapa 4 del pozo H-33, faltan en el informe de estimulación. La otra etapa que puede ser importante es la etapa 6 en el pozo 4H-33 porque se informó un "barrido" durante la mitad de esa etapa, y este término típicamente se refiere a una reducción temporal en la concentración de apuntalante para evitar obstruir el pozo. Como resultado, esta etapa duró más de lo normal, y el mayor sismo ocurrió al final de esa etapa. Puesto que los eventos muestran un comportamiento de enjambre inusual que se correlaciona temporal y espacialmente con las operaciones de fracturamiento hidráulico, y que ocurrieron en un área sin terremotos previamente documentados, existe una gran posibilidad de que la secuencia del terremoto de abril-mayo de 2014 sea inducido por la actividad de fracturamiento hidráulico⁶².

Formación Point Pleasant La Formación Point Pleasant consiste en todas las calizas intercaladas y las lutitas negras entre Utica Shale y la parte superior de la Formación Lexington / Trenton. Este intervalo, donde existe, es equivalente a la Formación de Ferry Clays inferior de Kentucky y al inferior Indian Castle Shale de Nueva York. Esta unidad tiene un grosor de 0 pies en el noroeste y alrededor de

⁶¹ SKOUMAL. Op. Cit, 6289.

⁶² SKOUMAL, Robert; BRUDZINSKI, Michael y CURRIE, Brian. Distinguishing induced seismicity from natural seismicity in Ohio: demonstrating the utility of waveform template matching. En: Solid Earth. AGU Publications. Mayo, 2015., p. 6285.

240 pies en el norte de Pensilvania. The Point Pleasant y Utica se integran en parte con la Formación Lexington / Trenton⁶³. En Pensilvania la formación Point Pleasant alcanza profundidades submarinas de hasta 14000 ft, siendo menos profunda en Ohio, Indiana y Kentucky. La formación Point Pleasant alcanza un grosor de más de 200 pies en el centro de Pennsylvania y se reduce a menos de 20 pies en la parte este de Kentucky⁶⁴.

Como ya se había mencionado la formación Point Pleasant hace parte de la cuenca de los Apalaches, se compone de piedra caliza intercalada, fosilífera, lutita y limolita menor. La piedra caliza y la pizarra se producen en cantidades aproximadamente iguales, mientras que la limolita representa solo un pequeño porcentaje de la unidad⁶⁵.

Caso 3: Condado de Harrison, Ohio En un área del Condado de Harrison, donde no existía referente documentado de sismicidad, en el 2013 se produjo una serie de seis sismos enumerados en el catálogo de EarthScope⁶⁶. Los eventos se ubicaron al Sur de Clendening Lake cerca de la ciudad de Uhrichsville, Ohio, e incluyó dos eventos de M2.0. Esta serie de terremotos fue seguida por cuatro eventos más con M1.7-M2.2 del 3 a 19 de octubre pese a esto no hubo informes de que los sismos hubieran sido sentidos.⁶⁷

⁶³ GEOLOGIC PLAY BOOK FOR UTICA SHALE APPALACHIAN BASIN EXPLORATION. [En línea]. West Virginia geological and economic survey. (Recuperado en 01 de marzo 2019.) Disponible en: <http://www.wvgs.wvnet.edu/utica/playbook/docs/3.0%20LITHOSTRATIGRAPHY.pdf>

⁶⁴ UTICA SHALE PLAY GEOLOGY REVIEW. [En línea]. Administración de Información Energética de Estados Unidos. (Recuperado en 18 febrero 2019.) Disponible en https://www.eia.gov/maps/pdf/UticaShalePlayReport_April2017.pdf.

⁶⁵ GEOLOGIC PLAY BOOK FOR UTICA SHALE APPALACHIAN BASIN EXPLORATION. [En línea]. West Virginia geological and economic survey. (Recuperado en 01 de marzo 2019.) Disponible en: <http://www.wvgs.wvnet.edu/utica/playbook/docs/3.0%20LITHOSTRATIGRAPHY.pdf>

⁶⁶ SKOUMAL, Robert; BRUDZINSKI, Michael y CURRIE, Brian. Distinguishing induced seismicity from natural seismicity in Ohio: demonstrating the utility of waveform template matching. En: Solid Earth. AGU Publications. Mayo, 2015., p. 6288.

⁶⁷ FRIBERG, Paul; BESANA-OSTMAN, Glenda y DRICKER, Ilya. Characterization of an Earthquake Sequence Triggered by Hydraulic Fracturing in Harrison County, Ohio. Estados Unidos: Seismological Research Letters, 2014. p. 1297.

Entre febrero y octubre de 2013 se realizó el fracturamiento hidráulico de al menos siete pozos horizontales de los cuales los pozos Ryser son de nuestro interés. La estación sísmica EarthScope Transportable Array (TA) registró actividad sísmica de los pozos Ryser-2, Ryser-3 y Ryser-4 son tres pozos horizontales que fueron estimulados hidráulicamente en el área desde principios de septiembre hasta la primera semana de octubre de 2013. Según los informes presentados a ODNR, estos pozos fueron perforados horizontalmente en el Ordovícico de la formación Point Pleasant a la profundidad de 2422 m.

La separación horizontal total de los tres pozos fue de 370 m entre Ryser-3 y Ryser-2 y 270 m entre Ryser-2 y Ryser-4. El fracturamiento hidráulico de Ryser-2 comenzó el 7 de septiembre y continuó durante 20 etapas hasta el 13 de septiembre. El segundo pozo fracturado fue el Ryser-4 con 24 etapas que comienzan el 14 de septiembre y finalizan el 26 de septiembre a las. El último pozo fracturado con más de 47 etapas fue Ryser-3 desde el 19 de septiembre hasta el 6 de octubre. El operador no realizó monitoreo microsísmico para ninguno de los pozos Ryser durante las operaciones anteriores.

La correlación de los movimientos telúricos detectados con las etapas de fracturamiento hidráulico indica que el primer terremoto de magnitud positiva observado fue aproximadamente 26 horas después de que la estimulación había comenzado. A medida que la fracturación hidráulica progresó en cada pozo, hubo un aumento aparente y se redujo gradualmente en la tasa de detecciones de eventos por hora a medida que la estimulación de fractura comenzó y terminó. La estimulación de Ryser-3 se correlacionó con el aumento más grande en la tasa de detecciones de señales, coincidente con las etapas 22 a 31 del 1 al 2 de octubre⁶⁸. De los documentos recopilados para este caso uno de los más importantes fue “Characterization of an Earthquake Sequence Triggered by Hydraulic Fracturing in Harrison County, Ohio” en este estudio se calcularon las ubicaciones iniciales de

⁶⁸ Ibid., p 1299.

los sismos⁶⁹. Concluyeron que la sismicidad tenía un patrón lineal orientado de este a oeste como la posible fuente de los sismos con profundidad rangos de 3.8-4.0 km⁷⁰. El otro documento que se destaca dentro de la información encontrada para este caso es “Maturity of nearby faults influences seismic hazard from hydraulic fracturing” dado realizan un análisis de los sismos que se presentaron en Harrison y discriminan entre los sismos poco profundos y los sismos más profundos que tienen mayor duración y cuyas fallas son más antiguas. Los epicentros describen varias tendencias orientadas hacia el este-oeste, similares a las observadas en otros casos de sismicidad inducida en Ohio⁷¹. La tensión horizontal máxima (SH_{máx}) está orientada de noreste a suroeste en el este de Ohio⁷², como lo demuestran las trayectorias laterales bien orientadas perpendicularmente a SH_{máx} para facilitar la apertura de la fractura. Las orientaciones aparentes de falla este-oeste de la sismicidad son ~30 ° desde SH_{max} y están orientadas de manera óptima para la reactivación por cizallamiento⁷³.

- **Relación de causalidad:** La información brindada por la red portátil con ubicación de doble diferencia de terremotos muestra claramente una falla vertical de este a oeste justo en un plano inferior a los pozos horizontales Ryser-2, Ryser-3 y Ryser-4. La falla se encuentra en la formación del basamento cristalino precámbrico y no en las formaciones paleozoicas en las que se ubicaron los pozos. Además, la mayor concentración de

⁶⁹ HAVSKOV, Jens y OTTEMÖLLER, Lars. SeisAn Earthquake analysis software. Estados Unidos: Research Letter, 1999.

⁷⁰ FRIBERG, Paul; BESANA-OSTMAN, Glenda y DRICKER, Ilya. Characterization of an Earthquake Sequence Triggered by Hydraulic Fracturing in Harrison County, Ohio. Estados Unidos: Seismological Research Letters, 2014. p. 1297.

⁷¹ SKOUMAL, Robert; BRUDZINSKI, Michael y CURRIE, Brian. Distinguishing induced seismicity from natural seismicity in Ohio: demonstrating the utility of waveform template matching. En Solid Earth. AGU Publications. Mayo, 2015., p. 6287.

⁷² ZOBACK, Mark. Stress field constraints on intraplate seismicity in eastern north America. Estados Unidos: Journal of Geophysical Research – Solid Earth, 1992. p. 97.

⁷³ KOZŁOWSKA, María, et al. Maturity of nearby faults influences seismic hazard from hydraulic fracturing. Estados Unidos: Proceedings of the National of Science of the United States of America, 2018., p. 3.

detecciones de correlación cruzada a lo largo de los pozos del campo se alinea con las ubicaciones de los sismos, lo que indica que existe una posible comunicación hidráulica con la falla del basamento a través de las formaciones paleozoicas. Los 10 sismos de magnitud positiva ampliamente observados en la secuencia del sismo de octubre de 2013 en Harrison County, Ohio, están relacionados espacial y temporalmente con las operaciones de fracturamiento hidráulico en los pozos Ryser cercanos, dados la similitud de formas de onda con la red portátil. Otros numerosos eventos sísmicos detectados por la correlación cruzada muestran que el inicio y el estrechamiento de la actividad sísmica coinciden con el inicio y la culminación de las operaciones hidráulicas, respectivamente. El parecido notable de las formas de onda entre todos los sismos detectados durante las operaciones de fracturamiento señalan una fuente común. Con base a todas estas pruebas, lo más probable es que las actividades de fracturamiento hidráulico en los pozos Ryser haya inducido la secuencia sísmica de Harrison de 2013⁷⁴.

- **Caso 4 Monroe County, Ohio:**

La secuencia sísmica inicia en diciembre de 2016, donde tres eventos premonitores fueron reportados con una magnitud entre M2.0 y M2.3⁷⁵. Estos eventos tienen una relación espacio-temporal afín con la actividad de fracturamiento hidráulico realizada en la locación Donato, que se encontraba en la etapa de finalización. Luego, el 30 de marzo de 2017 se registraron dos sismos previos con una magnitud de M2.4 seguido del evento principal de M3 registrado

⁷⁴ FRIBERG, Paul; BESANA-OSTMAN, Glenda y DRICKER, Ilya. Characterization of an Earthquake Sequence Triggered by Hydraulic Fracturing in Harrison County, Ohio. Estados Unidos: Seismological Research Letters, 2014. p. 1297.

⁷⁵BRUDZINSKI, Michael y KOZLOWSKA, Maria. Seismicity induced by hydraulic fracturing and waste water disposal in the Appalachian Basin, USA: a review. En: Geophysics, vol. 67. Enero, 2019., p. 361.

el día 2 de abril de 2017. El evento principal se ubica en las coordenadas 39.664°N 81.243°W a una profundidad de 3.9 km. Se considera un sismo de baja intensidad (IV) donde tan solo 35 personas reportaron haberlo sentido.

El evento de M3.0 sucede después de que es extraído el fluido de fractura inyectado en la locación Donato, y cuando, a unos pocos kilómetros de distancia, se llevaba a cabo operaciones de FH mediante las locaciones de Green y Jacobs. La operación se realizó en la cuenca Los Apalaches, concretamente en la formación Utica-Point Pleasant, donde se existían 25 pozos inyectoros, de los cuales a 8 de ellos se les atribuye la sismicidad causada

- **Relación de causalidad:** El caso de Monroe County es un claro ejemplo de cómo puede variar la sismicidad en una misma región dependiendo de la ubicación geográfica de la actividad de inyección. Los primeros sismos detectados se atribuyen a la actividad de los pozos que hacían parte de la locación Donato, los eventos que le siguieron se localizaron cerca a los primeros eventos a pesar de que la actividad de estimulación se llevaba a cabo en otra localidad (Green y Jacobs), el evento principal tiene la misma localización y sucede justo después de finalizar la actividad en la locación de Donato, sugiriendo que es la ubicación de esta plataforma de pozos la que induce los sismos. El registro de poca sismicidad inducida que tiene el condado Monroe comparado con otras regiones de Ohio, se debe a los pocos proyectos de fracturamiento hidráulico y disposición de agua residual. Pero la secuencia estudiada indica que es el caso donde se dio la mayor participación de pozos inyectoros que generaron sismos, 8 de los 25 pozos en actividad causaron los sismos, es decir, un 33% fueron fuente de la actividad sísmica, es el porcentaje más alto de Ohio.

- **Caso 5 Gilmer County, West Virginia:**

Entre los meses de julio y agosto de 2013 se registró una serie de 161 sismos de baja magnitud en forma de enjambre⁷⁶. El evento principal registró una magnitud de M2.7 se localizó en las coordenadas 38.842°N 80.939°W a una profundidad de 6,1 km el día 16 de agosto de 2013. La intensidad del sismo fue mínima (III) y tan solo 7 personas reportaron haberlo sentido. La secuencia de sismos inicio poco después de que iniciara la actividad de fracturamiento hidráulico y cesó una vez se finalizó el completamiento de los pozos. La distancia entre el epicentro del sismo y la plataforma de pozos era de aproximadamente 3 km.

- **Relación de causalidad:** Históricamente la actividad sísmica en Virginia del Oeste es baja, desde 1980 se han registrado 80 eventos sísmicos, de los cuales tan solo 19 son de una magnitud M 3. En cuanto al registro de sismicidad inducida, se registraron 5 eventos sísmicos de los cuales solo uno presenta una magnitud de M3 y se dio durante una actividad de fracturamiento hidráulico a un yacimiento no convencional de la cuenca Los Apalaches. La actividad de FH registra el despliegue de 2148 pozos inyectores de los cuales tan solo a 6 se le atribuye la actividad sísmica, es decir, un 0.3% de los pozos con actividad⁷⁷. La sismicidad se registra al suroeste del condado, coincidiendo con el límite sur que existe entre Virginia del Oeste y el Canal de Roma. El Canal de Roma es una fosa tectónica (graben) que se extiende a lo largo del sistema Paleozoico, contiene grandes sistemas de fallas de la edad paleozoica y rocas del basamento cristalino⁷⁸. Los sismos inducidos en el estado de Virginia del

⁷⁶ SKOUMAL, Robert; BRUDZINSKI, Michael y CURRIE, Brian. Proximity of Precambrian basement affects the likelihood of induced seismicity in the Appalachian, Illinois, and Williston Basins, central and eastern United States. En: Geosphere. 2018, Vol.14, no.3., p. 1370.

⁷⁷ BRUDZINSKI, Michael y KOZŁOWSKA, Maria. Seismicity induced by hydraulic fracturing and wastewater disposal in the Appalachian Basin, USA: a review En: Acta Geophysica. enero, 2019, vol. 67, no.1., p. 351.

⁷⁸ RYDER, Robert, et al. Evidence for Cambrian petroleum source rocks in the Rome trough of West Virginia and Kentucky, Appalachian basin. [En línea]. U.S. Geological Survey Professional. Estados Unidos: USGS Open-File Report 2005–1443. 2014. (Recuperado en 1 septiembre 2019.) Disponible en <http://dx.doi.org/10.3133/pp1708G>.8

Oeste se pueden haber desarrollado a lo largo de fallas del paleozoico, que son fallas poco maduras, con planos de fallas ásperos que dificulta su deslizamiento, y de donde resulta sismos de baja magnitud. También puede atribuirse a una posible conexión hidráulica entre fallas del Paleozoico con fallas que estén a lo largo del basamento cristalino Precámbrico. La comparación entre el caso de Gilmer County con el de Monroe County da un mayor peso a la teoría de que la sismicidad inducida por FH depende de la ubicación de los pozos, concretamente de la cercanía que tengan con el basamento cristalino Precámbrico. Ambas actividades se realizaron en la misma cuenca, la gran diferencia en los porcentajes de los pozos que generaron la sismicidad (0,3% - 33%) sugiere que la formación de interés intervenida en los campos de Virginia de Oeste se encuentra más lejanos al basamento cristalino que la formación de interés en Ohio.

4.1.2 Cuenca Ardmore.

Formación Woodford Shale gas play. El play de gas Woodford Shale abarca prácticamente la totalidad de Oklahoma, y se extiende desde el sur de Kansas hasta el oeste de Texas. Tiene entre 15 y 90 m de espesor, y se encuentra a profundidades de entre 275 y 3960 m². Los primeros pozos horizontales en el área no se perforaron hasta 2004-2005 a medida que los precios del gas aumentaron. Actualmente, casi 2000 pozos están en producción con aproximadamente 475 de ellos verticales y más de 1500 de ellos horizontales⁷⁹. Woodford Shale (alias Woodford Chert o Woodford Formation) es en su mayoría Devónico tardío. Se reconoce como una roca fuente de hidrocarburos⁸⁰.

⁷⁹ WOODFORD SHALE. [En línea]. Halliburton. (Recuperado en 01 de marzo 2019.) Disponible en: <https://www.halliburton.com/en-US/ps/solutions/unconventional-resources/shale-gas-oil/shale-plays/woodford-shale-a-complex-oil-and-gas-play.html>

⁸⁰ CARDOTT, Brian. Woodford Shale: From Hydrocarbon Source Rock to Reservoir. Oklahoma: The American Association of Petroleum Geologists, 2013.

Como yacimiento, Woodford Shale tiene una litología quebradiza, biogénica y rica en sílice, importante para la generación de fracturas naturales e inducidas⁸¹. Woodford Shale abarca prácticamente todo el estado de Oklahoma y es mucho más complejo que otras lutitas negras devónicas encontradas en América del Norte. Esta complejidad es especialmente evidente en el sur de Oklahoma, donde el Woodford consiste en bandas alternas de sílice amorfa de tipo sílex y lutita rica en sílice⁸².

La compleja geología estructural y mineralogía del área tiene amplias implicaciones, que afectan el diseño de perforación y terminación, las prácticas de producción y, finalmente, la productividad del pozo. En particular, pueden tener un gran impacto en la perforación horizontal, relentizando las tasas de penetración y destruyendo rápidamente las brocas⁸³. Numerosas fallas paralelas principales tienden de WNW a ESE, con varias fallas de tendencia NW a SE que las cruzan.

Caso 6: Centro-sur de Oklahoma En año 2011, el 18 de enero en el centro sur de Oklahoma hubo una secuencia de sismos cerca al lugar donde se estaban realizando labores de fracturamiento hidráulico. Cuando esto sucedió el Servicio Geológico de Oklahoma (OGS) fue alertado por un residente de la ciudad que moraba cerca del proyecto. Después de analizar los datos, hubo 43 sismos lo suficientemente grandes como para ubicarlos, lo que a partir del carácter de las grabaciones sísmicas indica que son a la vez superficiales y únicos. Los sismos variaron en magnitud de 1.0 a 2.8 Md y la mayoría de los estos ocurrieron dentro de las 24 horas posteriores al primero de ellos. La mayoría de los sismos parecen haber ocurrido dentro de unos 3.5 km de un pozo (del Picket Unit B Well 4-18)

⁸¹ Ibíd.

⁸² WOODFORD SHALE. [En línea]. Halliburton. (Recuperado en 01 de marzo 2019.) Disponible en: <https://www.halliburton.com/en-US/ps/solutions/unconventional-resources/shale-gas-oil/shale-plays/woodford-shale-a-complex-oil-and-gas-play.html>

⁸³ Ibíd.

ubicado en el Campo Eola del sur del Condado de Garvin⁸⁴. El fracturamiento hidráulico se produjo desde el 16 de enero de 2011 hasta el 22 de enero. El proceso de fracturamiento ocurrió en cuatro etapas con intervalos de profundidad de 2996-3134 m, 2537-2710 m, 2335-2477 m, y 2133-2304 m. Las formaciones identificadas en los intervalos de tratamiento incluyen Woodford y Viola invertidas, con la última etapa de fractura hidráulica completada el 22 de enero de 2011⁸⁵.

Austin Holland realizó dos estudios, uno para el año 2011 y uno mejorado para el año 2013 donde la empresa operadora compartió información que permitió tener mayor claridad sobre lo ocurrido en el campo durante los sismos. En los estudios realizados por Holland se identificaron 116 sismos, que ocurrieron desde el 17 de enero de 2011 hasta el 23 de enero, sin otros similares identificados en otros momentos antes o después del fracturamiento hidráulico⁸⁶. Las ubicaciones estaban bien restringidas para 86 sismos y delineaban claramente una falla que golpea ~166 °, en forma paralela a los conjuntos de fallas menores mapeadas en el área. Los sismos parecen haber ocurrido a profundidades bajas de ~2 a 3 km y dentro de ~2 a 5 km horizontalmente del pozo, el primero ocurrió ~24 horas después de que comenzó el fracturamiento hidráulico. Este retraso es consistente con la difusión de la presión de poro en el subsuelo a una distancia de ~2 km⁸⁷.

- **Relación de causalidad:** Las formas de onda de estos sismos tienen un carácter claramente diferente de otros movimientos telúricos registrados en la región. Una comparación temporal entre el número de sismos y la inyección durante el fracturamiento hidráulico muestra una fuerte correlación entre la inyección y la ocurrencia de los movimientos telúricos.

⁸⁴ HOLLAND, Austin. Examination of Possibly Induced Seismicity from Hydraulic Fracturing in the Eola Field, Garvin, County, Oklahoma. En Oklahoma Geological Survey, 2011. p. 18-25.

⁸⁵ HOLLAND, Austin. Earthquakes Triggered by Hydraulic Fracturing in South-Central Oklahoma. En Bulletin of the Seismological Society of America, 2013, Vol. 13. p. 1784-1792.

⁸⁶ Ibíd.

⁸⁷ Ibíd.

El primer sismo se registró al inicio de la primera etapa de fractura hidráulica en 24.4 h. La mayoría de los sismos observados en este estudio ocurrieron durante y después de la segunda etapa de fracturamiento hidráulico, con aproximadamente 7% de los sismos ocurridos durante y después de la de la cuarta etapa de fractura. La segunda y la tercera etapa de fractura hidráulica estuvieron separadas por más o menos 2 a 5 días debido a las inclemencias del tiempo⁸⁸. El mecanismo aceptado para la sismicidad desencadenada por fracturamiento hidráulico y la inyección de fluidos a profundidad es la difusión de la presión intersticial y su posterior aumento, reduciendo efectivamente el estrés de falla normal, liberando el estrés almacenado y desencadenando un sismo, sin embargo, se argumenta que la sismicidad es desencadenada por el frente de estrés efectivo migratorio, que también está relacionado con la difusión de la presión de poro. Inicialmente, parece existir una fuerte correlación entre el volumen de inyección y la ocurrencia de un sismo, pero, si se supone un patrón radial de flujo de fluido desde el intervalo perforado para cada etapa de fracturamiento hidráulico y una porosidad efectiva del 1%, la distancia máxima de flujo de fluido en cualquier etapa de fracturamiento hidráulico es de aproximadamente 50 m. Esta distancia es mucho menor que la extensión norte sur de los terremotos, que es 2 km. Esto no es contrario a los mecanismos publicados para la sismicidad desencadenada, que sugieren que la difusión de la presión de poro y su posterior cambio dentro de una falla son los principales impulsores en el desencadenamiento de movimientos telúricos⁸⁹.

⁸⁸ HOLLAND, Austin. Earthquakes Triggered by Hydraulic Fracturing in South-Central Oklahoma. En Bulletin of the Seismological Society of America, 2013, Vol. 13. p. 1785.

⁸⁹ Ibíd.

4.2 Casos de actividad sísmica asociada a las operaciones de disposición final de fluidos residuales (WD).

En los últimos es bien sabido que el fracturamiento hidráulico ha sido utilizado en los Estados Unidos para extraer gas natural, un gran porcentaje de estos procesos para extraer el gas de esquisto se ha realizado en Pensilvania sin embargo las aguas residuales del fracturamiento se trasladan a Ohio para su eliminación en pozos profundos (de 2.2-3.0Km) y de alta presión (aproximadamente 2500 PSI)⁹⁰. Es importante tener esto en cuenta debido a que la mayor parte de la sismicidad inducida por disposición de aguas residuales en Estados Unidos se concentra en esta zona.

4.2.1 Cuenca de Los Apalaches

Formación Precámbrico

Sobre el basamento Precámbrico se encuentran estratos sedimentarios de 2.7 km de espesor del Paleozoico Subhorizontal compuestos de carbonatos, evaporitas, esquisto, arenisca y limolita. Hacia el sureste de la cuenca de los Apalaches las unidades de roca madre se sumergen suavemente ($\sim 1^\circ$)⁹¹. Rocas ígneas y metamórficas componen el basamento cristalino del Precámbrico ubicado al noroeste de Ohio, este se extiende a la Provincia de Grenville, expuesta en el norte de Canadá. En el terreno de Grenville se encuentran estructuras geológicas penetrantes, que se cree son el origen de muchas fallas y estructuras generales dentro de los estratos sedimentarios suprayacentes⁹².

⁹⁰ KIM, Won-Young. Induced seismicity associated with fluid injection into a deep well in Youngstown, Ohio. En JGR Solid Earth, Julio 2013, Vol.118. p. 3506–3518.8

⁹¹ OHIO DEPARTMENT OF NATURAL RESOURCES. Preliminary report on the Northstar 1 class II injection well and the seismic events in the Youngstown Ohio, area. [En línea]. Ground Water Protection Council. 2013. (Recuperado en 12 mayo 2019.) Disponible en http://www.gwpc.org/sites/default/files/event-sessions/Tomastik_Tom2_0.pdf.

⁹² BARANOSKI, Mark. Structure contour map on the Precambrian unconformity surface in Ohio and related basement features. [En línea]. Report, Division of Geological Survey. 2002. (Recuperado en 13 mayo 2019.) Disponible en <http://www.dnr.state.oh.us/Portals/10/pdf/mappg23.pdf>

CASO 7 Youngstown, Ohio Youngstown ubicada en el estado de Ohio no tenía registro de sismos hasta que entre 2011⁹³ y 2012 se registraron 109 sismos (M 2.1-4). El de mayor magnitud M 4 fue el registrado y sentido el 31 de diciembre de 2011⁹⁴.

Para el año 2010 en Youngstown se perforaron 5 pozos destinados a la inyección profunda de residuos producto de actividades petroleras, pero solo el Northstar 1 estuvo operando durante 2011 año desde el cual se comienzan a sentir los temblores. La División de Estudios Geológicos del Departamento de Recursos Naturales de Ohio (ODNR) reportó nueve sismos (ML ~ 2.1-2.7) cerca de Youngstown hasta el 25 de noviembre de 2011, de los cuales el registrado el 17 de marzo de ML 2.6 fue sentido por los residentes de Youngstown.

El 24 de diciembre de 2011, se produjo un sismo de magnitud 2,7 en el área epicentral, que fue bien registrado por la red local de cuatro estaciones en el rango de distancia de 1,9 a 6,5 km desde el epicentro. El hipocentro del choque estaba muy bien determinado por los datos de la estación local, el evento se localizó a unos $0,8 \pm 0,4$ km al oeste del pozo Northstar 1 a una profundidad focal de $3,6 \pm 0,8$ km (nivel de confianza del 95%). La ODNR el 30 de diciembre de 2011, solicitó al operador que cerrara el pozo Northstar 1 porque el evento del 24 de diciembre de 2011 se encontraba cerca del pozo de inyección sin embargo el 31 de diciembre de 2011, se produjo un nuevo movimiento telúrico de magnitud M 3.9 en la misma área epicentral dentro de las 24 h posteriores al cierre de la operación de inyección⁹⁵

⁹³ HANSEN, Michael. Earthquakes in Ohio. [En línea]. Report, Division of Geological Survey. Columbus: 2010. (Recuperado en 06 abril 2019.) Disponible en: <http://www.dnr.state.oh.us/Portals/10/pdf/EL/el09.pdf>

⁹⁴ KIM, Won-Young. Induced seismicity associated with fluid injection into a deep well in Youngstown, Ohio. En JGR Solid Earth, Julio 2013, Vol.118. p. 3506–3518.

⁹⁵ KIM, Won-Young. Induced seismicity associated with fluid injection into a deep well in Youngstown, Ohio. En JGR Solid Earth, Julio 2013, Vol.118. p. 3506–3518.

- **Relación de causalidad:** Este caso es uno de los más documentados y se ha concluido que la actividad sísmica del 2011 está relacionada con la inyección en el pozo NorthStar #1, los estudios indican que hubo varios factores que aportaron a la generación de la secuencia sísmica: El aumento relativamente modesto en la presión de poro, aproximadamente 8 MPa (1160 psi), causado por la inyección, debe haber sido suficiente para que el campo de esfuerzos ambiental permitiera las condiciones del deslizamiento de la falla, y dado que el campo de esfuerzo ambiental era casi crítico antes de la inyección, la pequeña perturbación fue suficiente para superar la resistencia elástica de la falla. El evento culminante de la secuencia indica que una falla preexistente, con una orientación casi óptima en el estado de esfuerzo en que se encontraba, tenía un área deslizable lo suficientemente grande como para generar un evento de magnitud 4.0⁹⁶.

Formación Clinton

Las operaciones de eliminación de aguas residuales en el condado de Washington apuntan principalmente a las areniscas Silurian Clinton y Medina. Estas unidades, que consisten principalmente en areniscas de cuarzo con lechos de limo / limo intercalados, se interpretan como estuarios fluviales y depósitos marinos poco profundos. Los reservorios de inyección Clinton-Medina dirigidos en el este del condado de Washington tienen un espesor de ~ 50 m y están presentes en profundidades subterráneas de ~ 2 km⁹⁷.

⁹⁶ MORRIS Alan, et al. (2017) Lessons learned from the Youngstown, Ohio induced earthquake sequence January 2011 to January 2012. En: Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering. Octubre, 2017, vol. 9, no.5., p. 783-796.

⁹⁷ CURRIE, Brian, et al. Seismicity induced by wastewater injection in Washington County, Ohio: Influence of preexisting structure, regional stress regime, and well operations. En: Journal of Geophysical Research: Solid Earth. Marzo, 2018, vol. 123, no.5., p. 4143.

CASO 8 Washington County, Ohio La División de Recursos Naturales de Ohio (ODNR) informó que en el año 2012 una serie de seis sismos M 2.1-3.1 se produjeron en el Condado de Washington, así usando los datos de estos eventos como plantillas de sismogramas se lograron identificar alrededor de 170 eventos individuales situados en un área cercana (10km) de pozos de inyección de aguas residuales esta inyección se realizaba a 2 km por encima del basamento Precámbrico. Los registros de finalización del pozo sugieren que durante la sismicidad registrada en el pozo Long Run-1, que comenzó operación en el 2018, se estaban inyectando fluidos de desecho cerca o por encima de la presión de fractura del intervalo de inyección del objetivo.⁹⁸ Las operaciones de eliminación de aguas residuales en el condado de Washington apuntan principalmente a las areniscas Silurian Clinton y Medina, estas unidades, que consisten principalmente en areniscas de cuarzo con lechos de limolita/mudstone intercalados, se interpretan como estuarios fluviales y depósitos marinos poco profundos⁹⁹.

Desde un punto de vista geológico estructural, el Condado de Washington es una de las áreas más complejas de Ohio. El área contiene varias zonas de fallas involucradas en el basamento que se deformaron sobre los estratos paleozoicos que las recubren, así como estructuras de poco grosor asociadas con la terminación occidental del pliegue y el cinturón de Alleghanian. Las estructuras relevantes para nuestro caso que se encuentran en el área de Long Run incluyen la falla de límite del canal de Roma y la falla de Burning Springs al sur, además de un sistema de fallas sin nombre al norte¹⁰⁰.

⁹⁸ Ibíd., p. 4145.

⁹⁹ RYDER, Robert, et al. (2008). Geologic Cross Section E–E' through the Appalachian Basin from the Findlay Arch, Wood County, Ohio, to the Valley and Ridge Province, Pendleton County, West Virginia. En: Geological Survey Scientific Investigations Map. 2018.

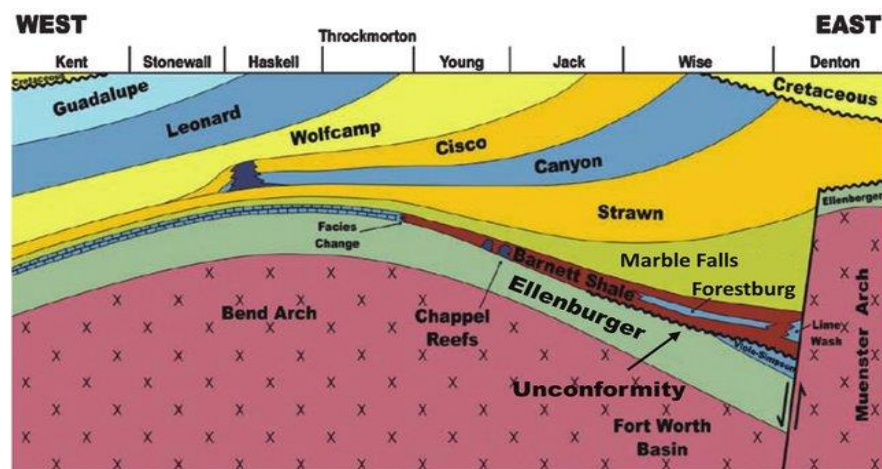
¹⁰⁰ CURRIE, Brian, et al. Seismicity induced by wastewater injection in Washington County, Ohio: Influence of preexisting structure, regional stress regime, and well operations. En: Journal of Geophysical Research: Solid Earth. Marzo, 2018, vol. 123, no.5., p. 4144.

- **Relación de causalidad:** Investigaciones de las historias de operación, ubicaciones de pozos de eliminación y análisis de los patrones espacio-temporales de sismicidad en el condado de Washington, Ohio, han llevado a la conclusión de que los movimientos telúricos en esta zona han sido inducidos por las operaciones de eliminación de aguas residuales. También se analizaron las condiciones de estrés in situ para estudiar orientaciones y magnitudes de tensión principales existentes. Las profundidades del hipocentro de aproximadamente 3.1 a 4.3 km indican que se produjo sismicidad a lo largo de fallas por debajo del intervalo de inyección de Siluria en los estratos del Paleozoico Inferior y el basamento cristalino precámbrico, además fallas cercanas a la zona se asociaron con fallas en el basamento que cortan el intervalo de inyección objetivo del pozo de inyección proporcionando vías de permeabilidad para aumentos de presión de fluido que iniciaron pudieron haber iniciado el deslizamiento. Las fallas interpretadas también se orientaron de manera óptima en el campo de estrés regional para la reactivación debido a disminuciones relacionadas con la inyección en el estrés efectivo. Los registros de finalización del pozo sugieren que durante el registro sismicidad, el pozo Long Run-1 inyectaba líquidos de eliminación cerca o por encima de la presión de fractura del intervalo de inyección de Silurian objetivo. Una comparación de las tasas de sismicidad observadas y los registros mensuales de inyección del pozo de eliminación también indican una estrecha correspondencia entre la frecuencia de sismos y la tasa de inyección. Tomados en conjunto, estos resultados proporcionan un marco físico para comprender por qué las operaciones de eliminación de aguas residuales indujeron la secuencia sísmica del condado de Washington, es decir las variaciones de volumen / presión y las tasas de sismicidad sugirieron que las operaciones de

inyección en el pozo Long Run-1 fueron los principales contribuyentes a la sismicidad registrada.¹⁰¹.

4.2.2 Cuenca de Forth Worth.

Figura 8 Estructura estratigráfica de la Cuenca Forth Worth.



Fuente: Seismic attribute selection for unsupervised seismic facies analysis using user guided data-adaptive weights

La cuenca Bend Arch-Fort Worth es una cuenca sedimentaria de edad Ordovícica (más de 400 Ma) que cubre un área de 63,000 km² en el norte central de Texas. Los sedimentos en la cuenca se sumergen de este a noreste con la parte más profunda de la cuenca ubicada debajo de la ciudad de Dallas a una profundidad de 3700 m bajo el nivel del mar¹⁰². Aunque solo se mapean unas pocas fallas grandes en la cuenca, casi todas siguen un rumbo similar que se extiende a lo largo de una tendencia suroeste-noreste, consistente con los estudios de reflexión

¹⁰¹ CURRIE, Brian, et al. Seismicity induced by wastewater injection in Washington County, Ohio: Influence of preexisting structure, regional stress regime, and well operations. En: Journal of Geophysical Research: Solid Earth. Marzo, 2018, vol. 123, no.5., p. 4145.

¹⁰² POLLASTRO, Richard, et al. Geologic framework of the Mississippian Barnett Shale, Barnett-Paleozoic total petroleum system, Bend Arch-Fort Worth Basin. En: Texas. AAPG. 2007. Bulletin 91.

sísmica regional¹⁰³ y la dirección de esfuerzo horizontal máxima estimada¹⁰⁴. Los estudios de fallas regionales indican que la cuenca no ha experimentado una actividad tectónica generalizada o significativa durante el pasado aproximadamente 300 Ma¹⁰⁵.

Formación Grupo Ellenburger

El Grupo Ellenburger de la Cuenca Permiana es parte de una secuencia de plataforma de carbonato del Ordovícico Inferior que cubre una gran área de los Estados Unidos. Es bien conocido por ser una de las plataformas de carbonato de aguas poco profundas más grandes en el registro geológico (cubriendo miles de millas cuadradas y hasta 500 millas de ancho en el oeste de Texas.¹⁰⁶

CASO 9 Dallas-Fort Worth, Texas Desde 2008 la sismicidad en el Norte de Texas ha aumentado de forma casi exponencial. Los sismos registrados en el aeropuerto Dallas-Fort Worth de 2008 señalan el comienzo de los cambios en la tasa de sismicidad relacionados con las operaciones de petróleo y gas en el centro de los Estados Unidos. Entre 2008 y 2015 se identificaron alrededor de 400 sismos a lo largo de una falla de basamento mapeada como falla del Aeropuerto.¹⁰⁷ El 31 de octubre de 2008 una gran cantidad de residentes de Dallas-Fort Worth (DFW) realizaron llamadas al 911 informando haber sentido varios sismos pequeños, acompañados por ruidos fuertes y movimiento de

¹⁰³ SULLIVAN, Charlotte, et al. Application of new seismic attributes to collapse chimneys in the Fort Worth Basin. En: Geophysics. Julio, 2006, vol. 71, no. 4., p. 1JA-Z75.

¹⁰⁴ HEIDBACH, Oliver, et al. The World Stress Map database release. [En línea]. World Stress Map. Estados Unidos. 2016. (Recuperado en 02 Julio 2019.) Disponible en <http://dataservices.gfz-potsdam.de/wsm/showshort.php?id=escidoc:1680890>

¹⁰⁵ HUFFMAN, Curtis. Middle Pennsylvanian tectonics of the conterminous United States. Denver: US Geological Survey, 2003. p.73-85. (EPM Special Publication). ISBN 1-56576-085-94

¹⁰⁶ LOUCKS, Robert. Review of the Lower Ordovician Ellenburger Group of the Permian Basin, west Texas. Bureau of Economic Geology. Austin: The University of Texas at Austin. Jackson School of Geosciences, 2008, p.2.

¹⁰⁷ OTIENO, Paul; DESHON, Heather y HORNBACH, Mathew. The Dallas-Fort Worth Airport Earthquake Sequence: Seismicity Beyond Injection Period. En: Journal of Geophysical Research: Solid Earth. Enero, 2018, vol. 123, no.2., p. 3.

paredes y muebles¹⁰⁸. Estos fueron los primeros sismos registrados con rangos de magnitud entre M2.2 y M3.3 reportados por el Servicio Geológico de los Estados Unidos (USGS) y el Centro Nacional de Información sobre Terremotos (NEIC).¹⁰⁹ La importancia del estudio de estos sismos radica en que: se registraron cerca a los condados de Tarrant y Dallas, donde antes no se habían registrado sismos¹¹⁰ y desde 2002 el número de permisos para perforación y fracturación hidráulica de lutitas aumentó significativamente¹¹¹.

Los sismólogos de Southern Methodist University (SMU) desplegaron seis sismógrafos de banda ancha de 3 componentes después de lo ocurrido el 31 de octubre y registraron 11 eventos de magnitud 1.7 a 2.3¹¹². A partir de los análisis de la información recolectada encontraron que los sismos estaban ubicados dentro del radio de 1 km de un pozo de disposición de agua salada (SWD) clase II cuya inyección había comenzado 7 semanas antes de los sismos de octubre¹¹³. Los datos de reflexión mostraron una falla normal regional NE-SW con tendencia normal, la falla del Aeropuerto¹¹⁴. El pozo del aeropuerto sur suspendió operaciones en agosto de 2009¹¹⁵.

¹⁰⁸ FROHLICH, Cliff, et al. Dallas-Fort Worth earthquakes coincident with activity associated with natural gas production. En: The Leading Edge. Marzo, 2010, vol. 29, no.3., p. 4.

¹⁰⁹ FROHLICH, Cliff, et al. The Dallas-Fort Worth Earthquake Sequence: October 2008 through May 2009. En: Bulletin of the Seismological Society of America. 2011, vol. 101, no. 1., p. 331.

¹¹⁰ FROHLICH, Cliff. (2002). Texas earthquakes. [En línea]. Texas: University of Texas. 2002. (Recuperado en 08 marzo 2019.) Disponible en: <http://www-udc.ig.utexas.edu/external/TXEQ/>

¹¹¹ MONTGOMERY, Scott, et al. Mississippian Barnett Shale, Fort Worth basin, north-central Texas: Gas-shale play with multi-trillion cubic foot potential. En: AAPG Bulletin. Febrero, 2005, vol. 89, no. 2., p. 168.

¹¹² FROHLICH, Cliff, et al. Dallas-Fort Worth earthquakes coincident with activity associated with natural gas production. En: The Leading Edge. Marzo, 2010, vol. 29, no.3., p. 4.

¹¹³ OTIENO, Paul; DESHON, Heather y HORNBACH, Mathew. The Dallas-Fort Worth Airport Earthquake Sequence: Seismicity Beyond Injection Period. En: Journal of Geophysical Research: Solid Earth. Enero, 2018, vol. 123, no.2., p. 3.

¹¹⁴ PORTER, David; CRADICK, Christi y SITTON, Ryan. Railroad Commission of Texas: Oil and Gas Docket. [En línea]. Texas: Leading Texas Energy. 2015. (Recuperado en 10 mayo 2016.) Disponible en: <http://www.rrc.state.tx.us/media/31023/09-96411-sho-pfd.pdf>

¹¹⁵ FROHLICH, Cliff, et al. The Dallas-Fort Worth Earthquake Sequence: October 2008 through May 2009. En: Bulletin of the Seismological Society of America. 2011, vol. 101, no. 1., p. 331.

- **Relación de causalidad:** En el estudio realizado por Cliff Frohlich, Chris Hayward, Brian Stump, y Eric Potter en el año 2011 se establece que los sismos de DFW surgen de una región de origen localizada en el aeropuerto de Dallas-Fort Worth, y tienen dimensiones de aproximadamente un kilómetro. Entre el 20 de noviembre y el 2 de diciembre de 2008, todos los sismos localizados por una red local tuvieron epicentros a unos 600 m del foco mencionado anteriormente. Las ubicaciones relativas precisas de los sismos mejor registrados indican que se formó un grupo aproximadamente lineal, con tendencia a unos 25 ° E del norte. Es plausible que todos o casi todos los movimientos telúricos de DFW surgieron de esta región de origen; es decir, todos los eventos bien registrados aparentemente del DFW se centran en intervalos casi idénticos (S-P). Una segunda conclusión importante es que la eliminación de las salmueras que acompañan la producción de gas natural puede haber provocado o inducido los sismos de DFW, las salmueras inyectadas en el Ellenburger migraron a una falla previamente inactiva, reactivándola y liberando el estrés tectónico residual¹¹⁶. Varios estudios encuentran que las tensiones tectónicas residuales en los interiores continentales están controladas por la resistencia de las fallas preexistentes orientadas de manera óptima¹¹⁷.

CASO 10 Azle, Texas Entre finales de 2013 y principios de 2014 fueron reportados 27 sismos cerca de Azle y Reno en Texas, el informe fue dado por el Centro Nacional de Información sobre Terremotos (NEIC) del Servicio Geológico de los Estados Unidos, de los 27 sismos registrados 2 de ellos se consideran de

¹¹⁶ FROHLICH, Cliff, et al. The Dallas–Fort Worth Earthquake Sequence: October 2008 through May 2009. En: Bulletin of the Seismological Society of America. 2011, vol. 101, no. 1., p. 330-332.

¹¹⁷ ZOBACK, Mark, et al. Estimation of the complete stress tensor to 8 km depth in the KTB scientific drill holes: Implications for crustal strength. En: Journal of Geophysical Research. 1997, vol. 102, no. B8., p.453-458.

gran impacto debido a su magnitud M3.6¹¹⁸ . Cerca al área donde se produjo la actividad sísmica se encuentra el campo de gas de Newark East (NEGF), al norte y al este de Azle, donde dos pozos de inyección de aguas residuales y múltiples pozos de producción se localizaron a 3 km de la actividad sísmica. Entre junio de 2009 y 2014, la inyección estaba en curso en el pozo de eliminación más cercano a profundidades de unos 2,5 km y tasas de 30000–80000 m³.

Newark East (NEGF) está ubicado en la cuenca de Fort Worth y produce cantidades significativas de gas a partir de fracturamiento hidráulico en el Mississippian Barnett Shale. La salmuera y el fluido de fracturamiento producido a partir de los pozos de producción se reinyectan a través de pozos de eliminación completados en la formación Ellenburger.¹¹⁹

La sismicidad se produjo a profundidades de entre 1,5 y 8 km en dos fallas conjugadas de buzamiento abrupto compatibles con el rumbo general de la zona de falla de Newark East, un sistema de falla mapeado que se extiende de noreste a suroeste a través de la región sísmicamente activa, los mecanismos focales fueron consistentes con fallas normales.¹²⁰

- **Relación de causalidad:** Hornbach, M. J. y un grupo de científicos de Texas realizaron diversos análisis con un modelo de falla tridimensional (3D) utilizando datos sísmicos, ellos estudiaron factores como: la relación entre la sismicidad con la geología regional, los cambios de esfuerzos en la capa freática, los cambios de esfuerzo sísmico natural y los cambios de esfuerzos asociados con las actividades de la industria petrolera, en los primeros 3 factores determinaron que el riesgo de sismicidad inducida era

¹¹⁸ HORNBACK, Mathew, et al. Causal Factors for Seismicity Near Azle, Texas. En: Nature Communications. Abril, 2015, vol. 6.

¹¹⁹ FROHLICH, Cliff, et al. A Historical Review of Induced Earthquakes in Texas. En: Seismological Research Letters. Julio, 2016, vol. 87, no. 4., p. 1025.

¹²⁰ *Ibíd.*, p. 1027.

mínimo. Para el caso de las actividades relacionadas con la industria se demostró que la producción de salmuera junto con la inyección de aguas residuales genera los cambios de esfuerzos en el subsuelo más significativos en las profundidades donde se registran sismos. Por lo tanto, el análisis indica que los cambios en el esfuerzo del subsuelo asociados con la producción de salmuera y la inyección de aguas residuales representan la causa más probable de terremotos recientes en el área de Azle. El estudio resalta la necesidad de una mejor presión de poro subsuperficial y monitoreo sísmico para abordar los riesgos futuros de sismicidad inducida.¹²¹ A través del modelo se puede ver como la combinación de los efectos de las altas tasas de inyección de fluido hacia el oeste y las grandes tasas de eliminación de agua hacia el este generan un diferencial de presión a lo largo de la falla. Si bien el cambio de presión absoluta depende de los parámetros de entrada, en el área de sismicidad de este caso, el desarrollo de presión diferencial a lo largo de las fallas sigue siendo una característica constante de todas las ejecuciones del modelo. Los cambios de presión modelados en las fallas generalmente oscilan entre 0.01 y 0.2 Mpa¹²². Aunque hay incertidumbre los valores de cambios de presión resultado del modelo concuerdan con valores que son conocidos por provocar sismos en fallas críticamente estresadas¹²³ Esto parece indicar que la sismicidad sigue a la migración de fluido a lo largo de un conducto (falla). Otra observación es que la profundidad de los terremotos aumentó de noreste a suroeste a lo largo de la misma falla. Esta es otra confirmación de que la inyección de líquido es la causa de la

¹²¹ HORNBAUGH, Mathew, et al. Causal Factors for Seismicity Near Azle, Texas. En: Nature Communications. Abril, 2015, vol. 6.

¹²² *Ibíd.*

¹²³ REASENBERG, Paul. y SIMPSON, Robert. Response of regional seismicity to the static stress change produced by the Loma Prieta earthquake. En: Science. 1992, vol. 255, p.1689.

sismicidad inducida, ya que la inyección en el pozo Clarita fue de 3,7 km y el pozo Chesapeake a una profundidad de 1,8 km.¹²⁴.

CASO 11 Cleburne, Texas. Desde el año 2009 hasta mediados de 2012, los residentes de Cleburne experimentaron sismos, el primer sismo se sintió el 2 de junio de 2009; esta área no tenía una historia conocida de sismicidad ni fallas activas. Tomando como base los informes de los eventos sentidos el 2 de junio, una red de cuatro y luego cinco sismómetros de banda ancha se desplegaron alrededor de Cleburne. Cincuenta y cuatro sismos fueron detectados durante junio de 2009 y junio de 2010, la magnitud más grande reportada fue de M3.5 el 24 de junio de 2012¹²⁵. Una gran parte de la cuenca de Fort Worth, incluida Cleburne, Texas, está debajo de Barnett Shale, un yacimiento de gas no convencional de Mississippi¹²⁶. En Barnett Shale, los fluidos se inyectan en la formación Ellenburger que es altamente permeable¹²⁷

- **Relación de causalidad:** Una red temporal de cuatro y luego cinco sistemas de banda ancha IRIS-Passcal se desplegó desde junio de 2009 hasta junio de 2010, registrando datos que se utilizaron para localizar 38 eventos, las ubicaciones de los eventos se distribuyeron a lo largo de una tendencia nortee-noreste de 2 km de largo. La ubicación del centroide estaba a 32.298 ° N, 97.372 ° W y a 3.6 km de profundidad. Esta ubicación está aproximadamente a 1.3 km de un pozo de eliminación de agua salada que comenzó a inyectarse en octubre de 2007 y a 3.2 km de un segundo pozo de inyección que estuvo activo desde septiembre de 2005 hasta fines de julio de 2009. Los mecanismos

¹²⁴ MAHDI, Hanan, et al. Induced Seismicity of Central Arkansas. International Geophysical Conference and Oil & Gas Exhibition, 2012: Estambul, Turquía). Estambul: University of Arkansas, 2012.

¹²⁵ JUSTINIC, Ashley, et al. Analysis of the Cleburne, Texas, earthquake sequence from June 2009 to June 2010. En: Bulletin of the Seismological Society of America. 2013, vol.103, no. 6., p. 3 3088.

¹²⁶ MARTINEAU, David. History of the Newark East field and the Barnett Shale as a gas reservoir. En: AAPG Bull. 2007, vol. 91, no.4., p. 399–403

¹²⁷ FROHLICH, Cliff. Two-year survey comparing earthquake activity and injection-well locations in the Barnett Shale, Texas. En: Proc Natl Acad Sci. Agosto, 2012, vol.109, no. 35., p. 1395.

focales estimados para los eventos mejor registrados sugieren una falla normal de tendencia noreste-sur-suroeste con una caída de aproximadamente 50 ° y un componente de movimiento oblicuo (inclinación - 80 °). Esto es consistente con las fallas extensionales de tendencia norte-noreste que prevalecen en partes de Texas, Oklahoma, Louisiana y Arkansas. Las caídas de tensión calculadas a partir de los espectros P y S para siete eventos diferentes variaron entre 3.9 y 90 bares, con la mayoría de las estimaciones entre 40 y 50 bares, valores típicos para sismos intraplaca. Debido a que no se conocieron sismos anteriores, y los eventos localizados estaban cerca de los dos pozos de inyección y cerca de la profundidad de la inyección, existe la posibilidad de que los terremotos puedan estar relacionados con la inyección de fluidos¹²⁸.

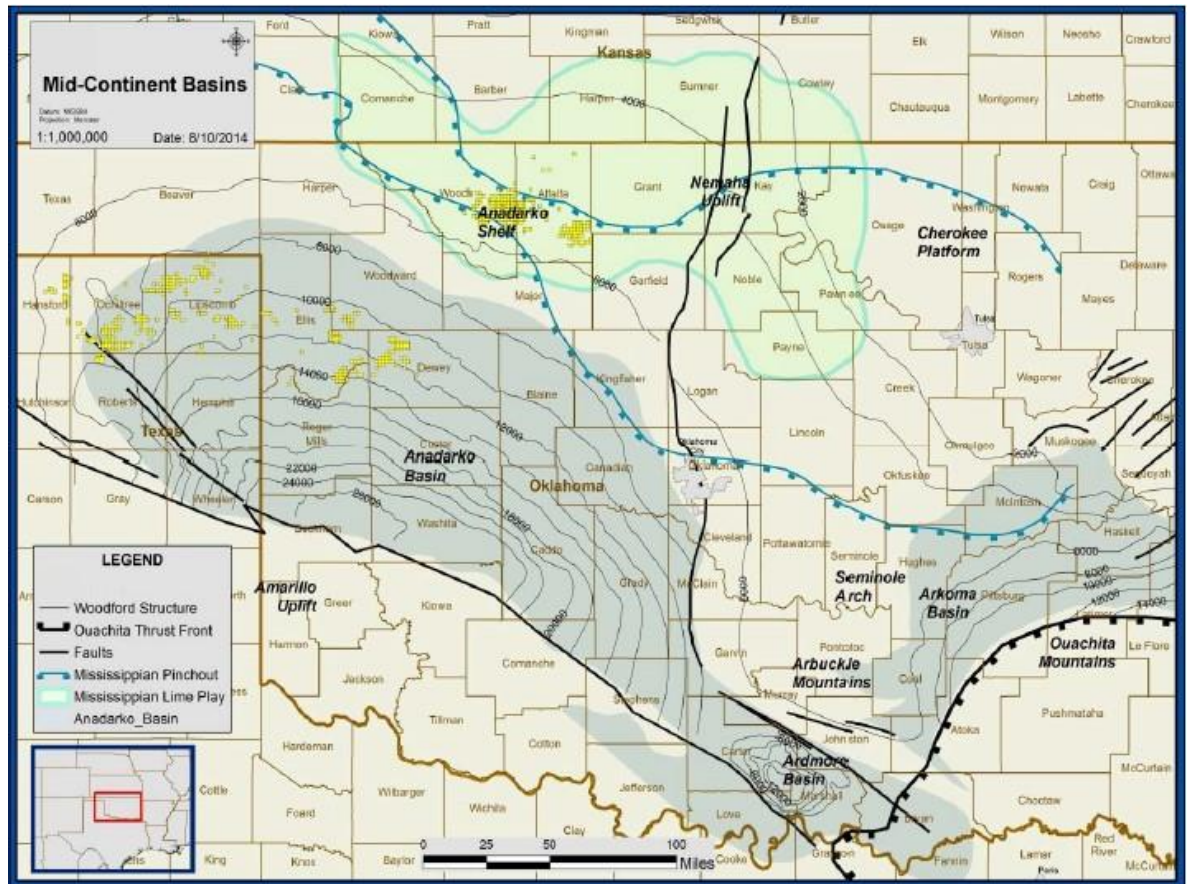
4.2.3 Cuenca de Anadarko.

La Gran Cuenca de Anadarko se extiende a lo largo del centro y oeste de Oklahoma, el sureste de Colorado, el oeste de Kansas y la parte noreste de Panhandle de Texas, lo cual coincide con las principales regiones en Estados Unidos de Norte América donde se ha registrado un incremento acelerado en la actividad sísmica. La cuenca de Anadarko cubre un área aproximada de 181.300 Km² (70.000 millas²)¹²⁹ con una columna sedimentaria que se aproxima a los 40.000 ft (12.192 metros) de espesor, es decir, del tope a la formación de mayor profundidad.

¹²⁸ JUSTINIC, Ashley, et al. Analysis of the Cleburne, Texas, earthquake sequence from June 2009 to June 2010. En: Bulletin of the Seismological Society of America. 2013, vol.103, no. 6., p. 3086.

¹²⁹ MAHLON, Ball; MITCHELL, Henry y SHERWOOD, Frezon. Petroleum Geology of the Anadarko Basin Region, Province (115), Kansas, Oklahoma, and Texas. En: U.S. Geological Survey. 1991.

Figura 9 Extensión de la cuenca Anadarko.



Fuente: Shales Experts: <https://www.shaleexperts.com/plays/anadarko-basin/Overview> publicación de nombre "Anadarko Basin Overview", fecha: 16 de enero de 2019.

Como se puede observar en la figura 8 la cuenca de Anadarko está compuesta por siete sistemas: Pérmico, Pensilvania, Misisipí, Devónico, silúrico, Ordovícico y Cámbrico. La cuenca Anadarko se encuentra entre las principales del país norteamericano por su potencial productor, y por la gran importancia que hoy en día tienen los yacimientos no convencionales, la mayor producción de gas se debe a los yacimientos Siluro-Devónicos y Cambro-Ordovícico con un total de 6,5 TCF y cuenta con un potencial de 200 TCF¹³⁰ de gas en condición técnicamente

¹³⁰ ADDISON, Velda. Report shows more Unconventional Potential in Anadarko Basin. [En línea]. Estados Unidos: HARTENERGY. (Recuperado en 11 viernes 2019.) Disponible en:

recuperable, considerando tanto yacimientos convencionales como también los no convencionales. El potencial de aceite técnicamente recuperable se estima en 16 Bboe¹³¹ y se encuentra principalmente en formaciones de la edad del Ordovícico, concretamente en las areniscas del grupo Simpson, y que son explotadas en Oklahoma.

Figura 10 Columna estratigráfica de la Cuenca Anadarko.

System	Series	Lithostratigraphic Unit	
Permian (part)	Guadalupian	Whitehorse Group; El Reno Group	
	Leonardian	Sumner Group, Enid Group, Hennessey Group	
	Wolfcampian	Chase Group Council Grove Group Admire Group	Pontotoc Group
Pennsylvanian	Virgilian	Wabaunsee Group Shawnee Group	Ada Group
		Douglas Group	
	Missourian	Lansing Group Kansas City Group	Hoxbar Group
	Desmoinesian	Marmaton Group Cherokee Group	Deese Group
	Atokan Morrowan	Atoka Group Morrow Group/Formation	
Mississippian	Chesterian	Springer Formation Chester Group	Mayes Group
	Meramecian	Meramec lime	
	Osagean	Osage lime	
	Kinderhookian	Kinderhook Shale	
Devonian	Chautauquan	Woodford Shale	
	Senecan Erian Ulsterian	Misener sand	
Silurian	Cayugan Niagaran Alexandrian	Hunton Group	
Ordovician	Cincinnatian	Sylvan Shale; Maquoketa Shale Viola Group/Formation	
	Champlainian	Simpson Group	
	Canadian	Arbuckle Group	
Cambrian	Trempealeauan	Reagan Sandstone	
	Franconian		

Fuente: Petroleum Systems and Assessment of Undiscovered Oil and Gas in the Anadarko Basin Province, Colorado, Kansas, Oklahoma, and Texas--USGS Province 58 Edition: 1 Chapter: 10 Publisher: USGS Editors: D. K. Higley.

<https://www.hartenergy.com/exclusives/report-shows-more-unconventional-potential-anadarko-basin-31742>.

¹³¹ MANNING, Melissa. New Kind of Oklahoma Land Rush—Anadarko Basin's Unconventional Reserves Estimated to be 16 Billion Barrels of Oil, 200 TCF Gas, IHS Markit Says. Houston: IHS MARKIT, 2019. (Recuperado en 10 enero 2019.) Disponible en (<https://news.ihsmarkit.com/press-release/energy/new-kind-oklahoma-land-rush%25E2%2580%2594anadarko-basins-unconventional-reserves-estimated-b>).

Por otro lado, se encuentra en el sistema Ordovícico las formaciones conocidas como el grupo de Arbuckle, de importante relevancia para el tema de sismicidad desencadenada, pues es en dichas formaciones, concretamente en la formación del acuífero de Arbuckle, donde se realizan las principales actividades de inyección de aguas residuales que tienen origen en las actividades de fracturamiento hidráulico (disposición del flujo de retorno) y la producción de los campos que trabajan sobre la cuenca de Anadarko.

El acuífero Arbuckle se compone de roca tipo caliza, dolomita y arenisca, está entre las formaciones conocidas como Grupo Simpson y Grupo Arbuckle y pertenece a la edad geológica del Ordovícico y Cámbrico. el acuífero tiene como propiedades un espesor de hasta 1400 ft, con una alta permeabilidad como resultado de fracturas y canales creados por la disolución parcial de la roca, su rango de permeabilidad se encuentra entre 1 mD hasta 30 Darcy, se considera que la permeabilidad promedio es de 50 a 300 mD.¹³² También presenta una buena porosidad, pues se estima que su porosidad promedio es de 12%.

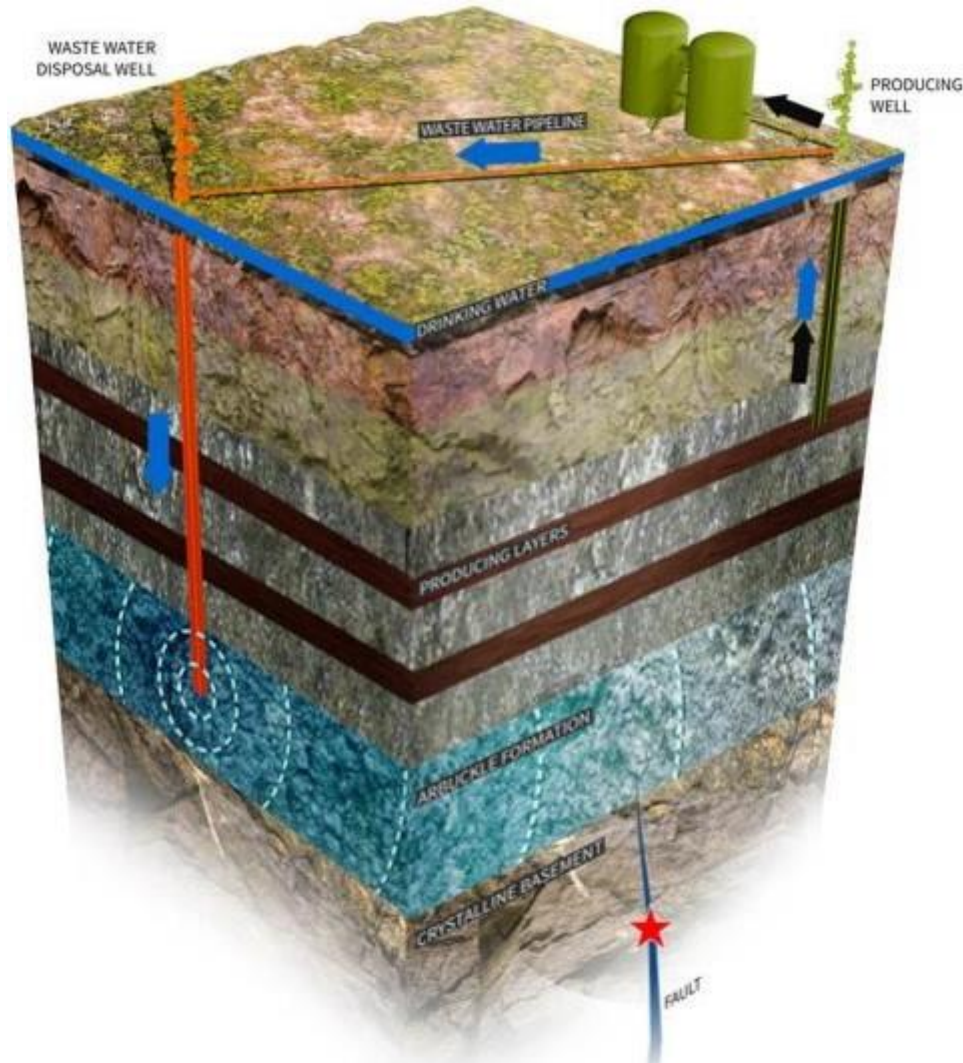
Las actividades de disposición de aguas residuales en el acuífero Arbuckle tiene su inicio en el año 1942, cuando se inyectaban 185.5 Mbbl de salmuera al año. Desde entonces se ha incrementado la inyección de agua residual hasta llegar a un valor aproximado de 2.77 Bbbl (2'766.977.878) barriles de salmuera al año en el 2018¹³³. Debido al alto volumen de agua inyectado a lo largo de la historia y a que la formación Arbuckle por medio de diversos sistemas de fallas dentro del acuífero se encuentra conectado con el Basamento Cristalino, como se representa en la figura 9, se ha registrado un incremento en los eventos sísmicos, como resultado del incremento en la presión de poro, llegando a alterar los esfuerzos y

¹³² CARR, Jerry; McGOVERN, Harold y GOGEL, Tony. Geohydrology of and potential for fluid disposal in the Arbuckle Aquifer in Kansas. En: U.S. Geological Survey. 1986, vol, 101, p. 90.

¹³³ OKLAHOMA CORPORATION COMMISSION. Arbuckle AOI Wells - 1012D Reported Volumes, weekly reports of daily volumes of all Arbuckle disposal wells in the Area of Interest for Triggered Seismicity, submitted by operators via the OCC efile system. [En línea]. Oklahoma: 2018. (Recuperado en 12 septiembre 2019.) Disponible en: <http://www.occeweb.com/og/ogdatafiles2.htm>

la resistencia en las fallas, transmitiéndose al basamento cristalino, el cual es considerado como un sistema sismogénico.

Figura 11 Difusión de presión de poro en el acuífero Arbuckle.



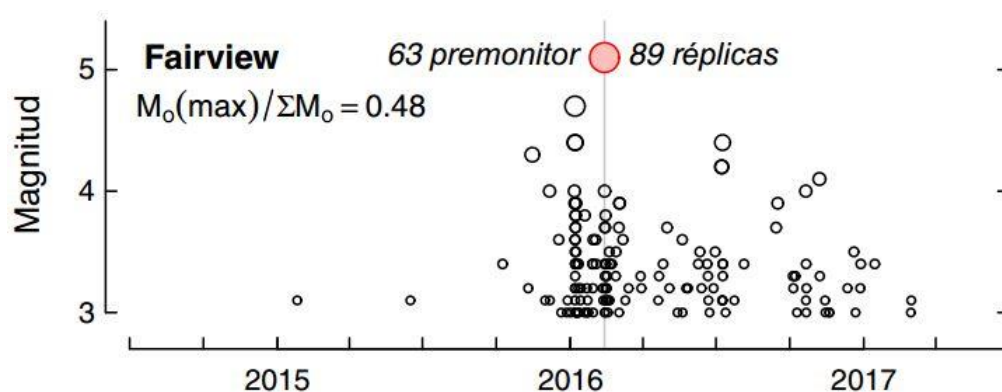
Fuente: Comisión Interdisciplinaria Independiente, “Informe sobre efectos ambientales (sociales, físicos y bióticos) y económicos de la exploración de hidrocarburos en áreas con posible despliegue de técnicas de fracturamiento hidráulico de roca generadora mediante perforación horizontal”, Colombia 2019.

CASO 12 Fairview, Oklahoma La actividad sísmica registrada en cercanías de la ciudad Fairview hace parte de la cadena de sismos antropológicos que se ha desarrollado desde el 2015 en el estado de Oklahoma a causa de la disposición

de aguas residuales. El 13 de febrero de 2016 sucedió uno de los eventos sísmicos de mayor magnitud en la historia del estado de Oklahoma, lugar donde su registro histórico de sismos con magnitud mayor a M 3 era casi inexistente. Este caso de sismicidad inducida es de gran importancia para el estudio debido a la gran cantidad de eventos sísmicos ocurridos antes y después del sismo de mayor magnitud, M 5.1 del 13 de febrero de 2016.

El caso de sismicidad inducida en cercanías de Fairview, Oklahoma consta de una serie de 152 eventos mayores a M3 en un intervalo de tiempo no mayor a dos años (entre 2015 y 2017) como se muestra en la figura 11. La justificación se encuentra en la reactivación de una falla parcialmente estudiada de aproximadamente 14 km de longitud.

Figura 12 Línea cronológica de eventos sísmicos mayores a M3, el punto rojo representa el evento de mayor sismicidad en la cadena de sismos generada, los puntos negros indican los sismos tipo premonitor y las réplicas.



Fuente: MCGARR, A. BARBOUR, A. (2017). Wastewater disposal and the earthquake sequences during 2016 near Fairview, Pawnee and Cushing, Oklahoma. *Geophysical Research Letters*.

La profundidad en la cual se generó esta cadena de sismos se encuentra en un rango de 4 a 11 Km con respecto a la superficie, donde el hipocentro del evento de mayor magnitud se localiza a 9 Km de profundidad.¹³⁴ Los investigadores

¹³⁴ BARBOUR, Andrew. Wastewater disposal and the earthquake sequences during 2016 Near Fairview, Pawnee, and Cushing, Oklahoma. En: AGU Publications, *Geophysical Research Letters*. Septiembre, 2017, vol. 44, no. 18., p. 9334.

plantean dos hipótesis para la explicación de la reactivación de la falla, por Inyección remota y la consideración de los Sitios Locales de Inyección. En la primera teoría se atribuye directamente a los numerosos casos de pozos de inyección de agua residuales y a los altos volúmenes utilizados, llegando a ser de aproximadamente $2'500.000 \text{ m}^3/\text{mes}$ ($20'966.036 \text{ bbl}/\text{mes}$). La segunda hipótesis plantea casos concretos donde la ubicación de ciertos pozos inyectoros podrían haber causado la reactivación de fallas por su cercanía, considerando que un incremento en la presión de poro a lo largo de la falla pueda causar un deslizamiento de ésta llevando a desencadenar los sismos reportados, en esta teoría incluyen los posibles efectos de cambio en la poroelasticidad a causa pozos más lejanos a la zona fallada.¹³⁵

- **Relación de causalidad:** La extensa actividad sísmica que se desarrolló a lo largo de casi dos años es atribuida a la inyección de aguas residuales, que incrementó la presión de poro y se propago hasta alcanzar una falla desconocida (no mapeada), la cual se extiende a lo largo de 14 Km hace parte del acuífero Arbuckle. La inyección de aproximadamente $3.55 \times 10^6 \text{ m}^3$ de agua residual habría causado el deslizamiento de la falla que, a su vez se encontraba comunicada hidráulicamente con una formación sismogénica del basamento cristalino, por ello, el hipocentro de la sismicidad no se localiza en la formación donde se estaba depositando el fluido (acuífero de Arbuckle), sino que se presentó a una profundidad de 9 km, ubicación correspondiente al basamento cristalino¹³⁶. El estudio sismográfico revela que el mayor sismo fue

¹³⁵ YECK, William, et al. Far-field pressurization likely caused one of the largest injection induced earthquake by reactivating a large preexisting basement fault structure. En: AGU Publications. Septiembre, 2016, vol. 41, no. 19., p. 200.

¹³⁶ BARBOUR, Andrew. Wastewater disposal and the earthquake sequences during 2016 Near Fairview, Pawnee, and Cushing, Oklahoma. En: AGU Publications, Geophysical Research Letters. Septiembre, 2017, vol. 44, no. 18., p. 9333.

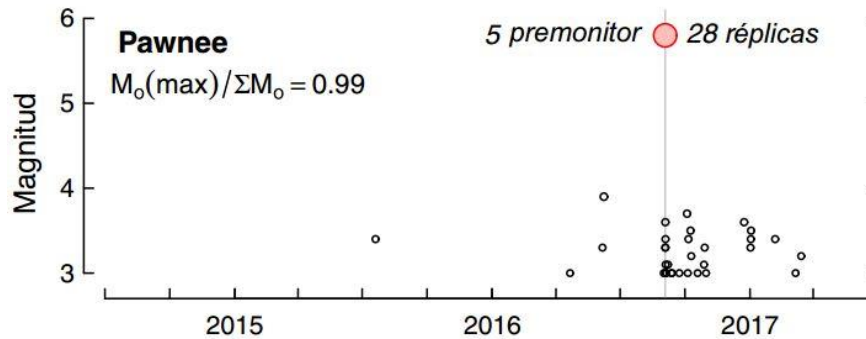
de M5.1, con un momento sísmico acumulado ($\sum M_0$) de $1.16e^{17}$ [N.m]. En esta secuencia de sismos el valor reportado del parámetro b fue de 0.9¹³⁷

CASO 13 Pawnee, Oklahoma El 3 de septiembre de 2016 se registra el evento sísmico de mayor magnitud en la historia de Oklahoma, se trata de un evento telúrico antrópico atribuido a la alta actividad petrolera en la zona, concretamente a la inyección de aguas residuales mediante pozos disposal. A lo largo del segundo trimestre del año 2016 se inicia el registro de actividad sísmica en Pawnee, cuando cuatro sismos de magnitud menor a M4 fueron identificados. Es en el mes de septiembre cuando incrementa repentina y significativamente la actividad telúrica en la región, con la presencia de 8 sismos, incluyendo el caso de magnitud M5.8. El evento traería consigo 28 réplicas de magnitud menor a M4 (Figura 12), la falla reactivada recibe el nombre de Sooner Lake Fault.¹³⁸ Este caso es de particular atención debido a la alta energía liberada en un solo evento (M5.8) y la baja magnitud de sus réplicas, que da indicios de un patrón en la liberación del momento acumulado por la falla lo cual contradice a los eventos sucedidos en Fairview y Cushing donde las cantidades y magnitudes de las réplicas luego del evento de mayor magnitud no muestran secuencia alguna de valores similares.

¹³⁷ GOEBEL, Thomas, et al. The 2016 Mw5.1 Fairview, Oklahoma earthquakes: Evidence for long-range poroelastic triggering at >4 km from fluid disposal wells. En: Earth and Planetary Science Letters. Agosto, 2017, vol. 472, no.50., p. 5.

¹³⁸ FIELDING, Eric. et al. Surface Deformation of North-Central Oklahoma Related to the 2016 Mw 5.8 Pawnee Earthquake from SAR Interferometry Time Series. En: Seismological Research Letters. Agosto, 2017, vol. 88, no. 4., p. 979.

Figura 13 Línea cronológica de eventos sísmicos mayores a M3, el punto rojo representa el evento de mayor sismicidad en la cadena de sismos generada, los puntos negros indican los sismos tipo premonitor y las réplicas.



Fuente: MCGARR, A. BARBOUR, A. (2017). Wastewater disposal and the earthquake sequences during 2016 near Fairview, Pawnee and Cushing, Oklahoma. Geophysical Research Letters.

Los eventos sísmicos se producen tras el deslizamiento de una falla sin mapear de orientación noroeste-sureste, Sooner Lake (SLF). Previo al evento de mayor sismicidad (100 días aproximadamente) se registraron dos eventos telúricos de magnitud mayor a M3 a lo largo la falla SLF la cual resultaría conectada con el basamento cristalino precámbrico donde ocurrió el evento de M5.8, además, 40 días antes del evento principal se registraría dos nidos sísmicos cercanos.

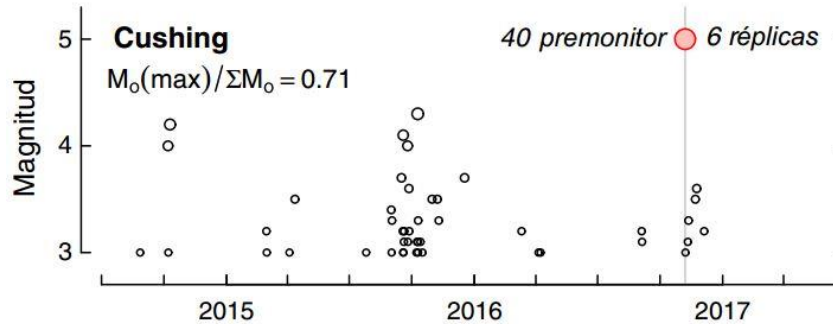
- **Relación de causalidad:** Como se pudo observar en el anterior capítulo, el evento de Pawnee es de especial interés, primero por ser el sismo de mayor magnitud registrado en Oklahoma, y segundo por su comportamiento al mostrar una secuencia de pocos eventos premonitores y réplicas, lo que indica que la mayor parte del momento sísmico liberado se dio en el evento principal de M5.8 del 3 de septiembre de 2016. La activación de una falla no mapeada es atribuida a las actividades de inyección de disposición de fluidos que se llevaba en pozos de disposal ubicados en un radio de 10 km del epicentro, donde se inyectaría alrededor de $8.84 \times 10^6 \text{ m}^3$ y que en el 2013 tendría el pico máximo de inyección

llegando hasta aproximadamente $2.1 \times 10^6 \text{ m}^3$ en el año, la falla activada recibe el nombre de Sooner Lake Fault (SLF) y generaría el sismo a una profundidad estimada de 6 km, es decir, en el basamento cristalino. En esta secuencia de sismos el valor reportado del parámetro b fue de 1.06^{139} . el momento sísmico acumulado ($\sum M_0$) que se registro fue de $4.66 \times 10^{17} [N.m]$, por la presencia pocos sismos, la liberación de momento máximo se dio en el evento principal y con un valor cercano al momento sísmico acumulado, es decir, $M_0(\text{max})$ fue igual a $4.6 \times 10^{17} [N.m]$.

CASO 14 Cushing, Oklahoma Los inicios de la actividad telúrica en cercanías de la ciudad de Cushing, Oklahoma se da a mediados del 2014 y hacen parte de una cadena de sismos de aproximadamente 47 eventos de M3, o mayor magnitud. El día 7 de noviembre del año 2016 se registra un sismo de magnitud M5.0 con coordenadas $35.991^\circ \text{N} 96.803^\circ \text{W}$ a una profundidad de 4.4km. Para este caso, la mayor cantidad de sismos se presentan como sismos premonitores, sumando un total de 40 sismos premonitores y 6 réplicas como se puede observar en la figura 13.

¹³⁹ CHEN, Xiaowei. et al. The Pawnee earthquake as a result of the interplay amount injection, faults and foreshocks. En: Scientific Reports. Julio, 2017, vol.7, p. 4961.

Figura 14 Línea cronológica de eventos sísmicos mayores a M3, el punto rojo representa el evento de mayor sismicidad en la cadena de sismos generada, los puntos negros indican los sismos tipo premonitor y las réplicas para el caso de Cushing.



Fuente: MCGARR, A. BARBOUR, A. (2017). Wastewater disposal and the earthquake sequences during 2016 near Fairview, Pawnee and Cushing, Oklahoma. Geophysical Research Letters.

Se consideran situaciones de especial atención al representar un caso de alto riesgo sísmico por cada evento que sucede o pueda suceder, debido a su ubicación geográfica. La región se encuentra entre dos zonas de fallas desconocidas, por lo tanto, se trata de una reactivación de falla a causa de la inyección de altos volúmenes de agua residual. En la región de estudio, de aproximadamente 100 Km², estaban operando tres clusters de pozos de disposición de agua residual, en los cuales se inyectaban alrededor de 6´820,000 m³/mes (42´896,510 bbls por mes)¹⁴⁰ a la formación Arbuckle durante un intervalo de tiempo de tres años (2019 – 2016). Se catalogó como zona de alto riesgo luego de que el sismo de magnitud 5.0 dejara un herido y al menos 40 estructuras afectadas en la ciudad de Cushing, Oklahoma, este sismo fue percibido por al menos 11427 persona en las ciudades: Cushing y Mounds con una intensidad (VI); con una intensidad (V) en 4 ciudades cercanas; y con menor intensidad (IV) en al menos 4 estados vecinos. También, en cercanías de un oleoducto y unas

¹⁴⁰ McGARR, Arthur; BARBOUR, Andrew. Wastewater disposal and the earthquake sequences during 2016 Near Fairview, Pawnee, and Cushing, Oklahoma. En: AGU Publications, Geophysical Research Letters. Septiembre, 2017, vol. 44, no. 18., p. 9330.

facilidades de almacenamiento, por lo cual se enciende la alarma de alto riesgo sísmico al ser una zona de importancia estratégica para la nación norte americana.

- **Relación de causalidad:** En este caso la manera en que se desencadena la serie de sismos se atribuye a la inyección de alrededor $6.82 \times 10^6 \text{ m}^3$ de aguas residuales teniendo un pico de volumen inyectado el año 2015 alcanzando un volumen de aproximadamente $1.9 \times 10^6 \text{ m}^3$.¹⁴¹ Se cree que, del volumen de agua residual inyectada al acuífero Arbuckle, tan solo una fracción perturbó la falla desconocida que se encontraba propensa a deslizarse ubicada hacia el sur de la ciudad de Cushing. La reducción en la resistencia de la falla a causa del incremento en la presión de poro desencadena un sismo con el hipocentro ubicado en el basamento cristalino a una profundidad de 4.4km, lo que indica que la falla se conecta hidráulicamente con formaciones del precámbrico. Se considera que fue tan solo una fracción del fluido inyectado la que causó el deslizamiento porque, al generarse en el basamento cristalino, el momento sísmico acumulado que se registró es considerablemente menor que los obtenidos por los demás casos cuyo hipocentro queda en la misma formación. También se debe considerar la posibilidad de que no se haya liberado todo el momento sísmico acumulado por medio de la secuencia de terremotos sucedida, lo que signifique que su acumulación de momento este incrementando hasta el punto en que vuelva a deslizarse la falla liberando un sismo de mayor magnitud, lo que sugiere una alta peligrosidad sísmica para la región de Cushing.

¹⁴¹ McGARR, Arthur; BARBOUR, Andrew. Wastewater disposal and the earthquake sequences during 2016 Near Fairview, Pawnee, and Cushing, Oklahoma. En: AGU Publications, Geophysical Research Letters. Septiembre, 2017, vol. 44, no. 18., p. 9331.

CASO 15 Prague, Oklahoma El caso de sismicidad en Prague, Oklahoma, se registra como el segundo sismo de mayor magnitud registrado en la región de centro y oriente de los Estados Unidos de América. El evento principal fue de magnitud $M5.7^{142}$, se estima que alrededor de 3000 personas, en un área de aproximadamente 65 Km^2 alrededor del epicentro, sintieron el movimiento telúrico, siendo así catalogado por la escala de Intensidad Modificada Mercalli (MMI) con un valor de VIII¹⁴³. Entre los daños causados por el sismo está: seis casas destruidas, 20 casas con daños evaluados en 80.000 USD y 38 casas con daños menores (13.000 USD). El sismo fue percibido también en estados aledaños como Texas, Arkansas, Kansas y Missouri.

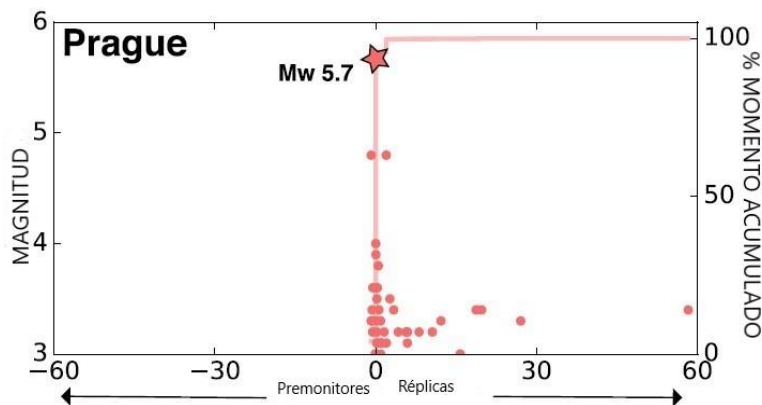
En este caso, se registró como sismos premonitores dos eventos con magnitud $\leq M4$, el primero sucedió en febrero de 2010 con una magnitud de $M4$ y luego, el 5 de noviembre de 2011, día anterior al evento de mayor magnitud, se registra un sismo de $M4.8$. Las réplicas registradas muestran dos eventos de magnitud $\leq M4$, el día 6 de noviembre de 2011 se registra un sismo de $M4$ y el 8 de noviembre de 2011 un sismo de $M4.8^{144}$.

¹⁴² YECK, William. et al. Oklahoma experiences largest earthquake during ongoing regional wastewater injection Hazard mitigation efforts. En: AGU Publications, Geophysical Research Letters. Enero, 2017, vol. 44, no. 2., p. 714.

¹⁴³ McNAMARA, Daniel, et al. Efforts to monitor and characterize the recent increasing seismicity in central Oklahoma. En: The Leading Edge. Junio, 2015, vol. 34, no. 6., p. 5.

¹⁴⁴ McNAMARA, Daniel, et al. Efforts to monitor and characterize the recent increasing seismicity in central Oklahoma. En: The Leading Edge. Junio, 2015, vol. 34, no. 6., p. 5.

Figura 15 Registro de la frecuencia de sismos de la secuencia vivida en Prague, Oklahoma.



Fuente: YECK, W. L., et al. Oklahoma experiences largest earthquake during ongoing regional wastewater injection Hazard mitigation efforts. AGU Publications. Geophysical Research Letters, vol. 44., p. 714. Enero de 2017

Para la explicación del fenómeno reportado, se plantean tres posibles causas sobre su origen: la primera teoría es que surja como un evento natural. La segunda hipótesis lo plantea como un evento desencadenado por un incremento en la presión de poro debido al alto volumen de agua residual inyectado por, específicamente, dos pozos cercanos, ubicados hacia el noreste del hipocentro. Como último, se plantea que la secuencia de sismos tiene su origen en la inyección de aproximadamente $1,2 \times 10^7 \text{ m}^3$ de agua residual proveniente de aproximadamente cinco pozos inyectoros cercanos al hipocentro del sismo.¹⁴⁵

- **Relación de causalidad:** El caso de Prague considera dos teorías sobre el origen del evento principal, en la primera no se atribuye directamente a la actividad de inyección de aguas residuales, pero sí a un sismo premonitor, y la segunda considera la inyección realizada por 5 pozos de disposición que se encontraba en un radio de 12 km respecto al

¹⁴⁵ SUN, Xioadan y HARTZELL, Stephen. Finite-fault slip modelo f the 2011 Mw 5,6 Prague, Oklahoma from regional waves form. En: AGU Publications. Geophysical Research Letters. Junio, 2014, vol. 41, no.12., p 4210.

epicentro. Para el primer caso se dice que el evento principal M5.7 fue desencadenado por el incremento de los esfuerzos de Coulomb transmitido por un sismo premonitor de M5.0¹⁴⁶ sobre el sistema de fallas de Wilzetta, este sismo premonitor se considera como un sismo anticipado por el incremento del volumen de inyección que hubo específicamente en dos pozos cercanos al epicentro (Stasa1 y Stasa2) alcanzando un volumen de inyección de $1.0 \times 10^5 \text{ m}^3$ que causaría una reducción de la presión de poro a lo largo de la falla.¹⁴⁷ La segunda teoría considera la inyección de agua residual a la formación del acuífero Arbuckle, que es donde se deposita la mayor parte de agua residual producida en el centro-este de América del Norte. Esta formación se encuentra entre el sistema de fallas Wilzetta, y ha mostrado tener una comunicación con el basamento cristalino precámbrico por medio de fallas. Así, en este caso, la inyección de cinco pozos habría acumulado un volumen de inyección para el 2010 de $1.20 \times 10^7 \text{ m}^3$ en una parte del acuífero Arbuckle, donde la cadena de sismos registró un momento sísmico acumulado ($\sum M_0$) de $4.40 \times 10^{17} [N.m]$. En esta secuencia de sismos el valor reportado del parámetro b fue de 0.61¹⁴⁸.

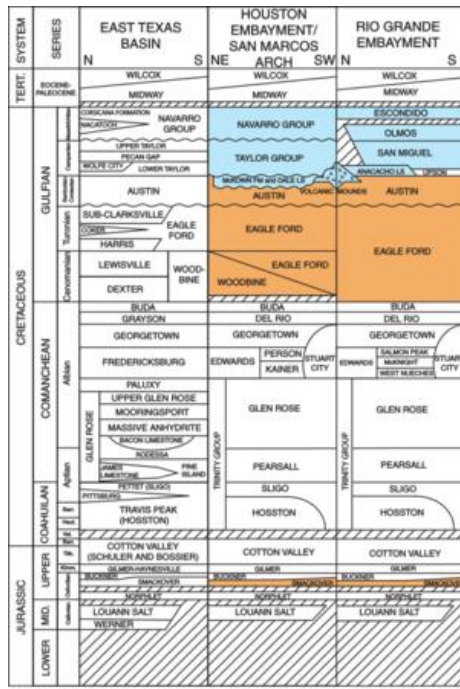
4.2.4 Cuenca East Texas.

¹⁴⁶ CHEN, Xiaowei. et al. The Pawnee earthquake as a result of the interplay amount injection, faults and foreshocks. En: Scientific Reports. Julio, 2017, vol.7, p. 4960-4962.

¹⁴⁷ KERANEN, Katie. et al. Potentially induced earthquakes in Oklahoma, USA: Links between wastewater injection and the 2011 MW 5.7 earthquake sequence. En: Geology, 2013, Vol. 41. p. 699.

¹⁴⁸ MCMAHON, Nicol, et al. Spatiotemporal evolution of the 2011 Prague, Oklahoma, aftershock sequence revealed using subspace detection and relocation. En: Geophysical Research Letter. Julio, 2019, vol. 44, no. 7., p. 7150.

Figura 16 Columna estratigráfica de la cuenca East, Texas.



Fuente: <https://www.microseismic.com/basin-highlights/east-texas-basin-strat-pg-1/>

Formación Rodessa

La Formación Rodessa se depositó en una plataforma marina amplia, restringida y poco profunda. Tanto la piedra caliza de Rodessa como la arenisca han sido alteradas significativamente por procesos diagenéticos que incluyen micritización, cementación, disolución, neomorfismo y compactación. La disolución es el factor principal que dio como resultado una mayor porosidad y permeabilidad, mientras que la cementación afectó adversamente la porosidad¹⁴⁹. La Formación Rodessa está cubierta por una fina anhidrita cristalina con piedra caliza intercalada y

¹⁴⁹ TRIYANA, Yanyan. Characterization of Rodessa Formation Reservoir (Lower Cretaceous) in Van Field, Van Zandt County, Texas. Tesis Master en Ciencias. Oklahoma: Texas A&M University. Departamento de Geología. 2003. p. 8.

dolomita de la anhidrita masiva y subyacente por la piedra caliza de James Lime¹⁵⁰.

CASO 16 Timpson, Texas. El 10 y 17 de mayo de 2012 tuvieron lugar cerca de Timpson, Texas dos sismos de M3.9 y M4.8 respectivamente. Se identificó que la profundidad focal para el sismo del 5 de mayo fue de 4.5 km ¹⁵¹. Los mecanismos focales para este evento indicaron fallas en el deslizamiento. En febrero de 2013 se registraron una cantidad considerable de réplicas con epicentros ubicados a lo largo de una falla mapeada de inclinación noroeste-sureste¹⁵². Las profundidades focales para las réplicas mejor determinadas fueron entre 1,5 y 4,5 km. La secuencia de réplica se situó a unos 2-3 km de dos pozos de inyección de aguas residuales que habían estado inyectando¹⁵³.

Timpson se encuentra dentro de la cuenca de hidrocarburos del este de Texas, una cuenca conocida por su abundancia de diapiros de sal¹⁵⁴. Estas estructuras móviles son un componente de la mayoría de los plays de petróleo y gas en el este de Texas. Un sistema de fallas con tendencia de este a oeste de la era cretácica-paleógenica hacen parte de la tectónica regional del este de Texas.

¹⁵⁰ FAN, Zhiqiang; EICHHUBL, Peter y GALE, Julia. Geomechanical analysis of fluid injection and seismic fault slip for the Mw4.8 Timpson, Texas, earthquake sequence. En: JGR Solid Earth. Abril, 2016, vol. 121, no. 4., p. 2799.

¹⁵¹ FROHLICH, Cliff y BRUNT, Michael. Two-year survey of earthquakes and injection/production wells in the Eagle Ford Shale, Texas, prior to the Mw4.8 20 October 2011 earthquake. En: Earth and Planetary Science Letters. Octubre 2013, vol. 379, no. 1., p. 58.

¹⁵² JACKSON, Martin. Fault Tectonics of the East Texas Basin. Austin: The University of Texas at Austin, Bureau of Economic Geology. 1992. p. 23. ISSN 2475-3637

¹⁵³ FAN, Zhiqiang; EICHHUBL, Peter y GALE, Julia. Geomechanical analysis of fluid injection and seismic fault slip for the Mw4.8 Timpson, Texas, earthquake sequence. En: JGR Solid Earth. Abril, 2016, vol. 121, no. 4., p. 2800.

¹⁵⁴ THE ACADEMY OF MEDICINE ENGINEERING AND SCIENCE OF TEXAS. Environmental and Community Impacts of Shale Development in Texas. Austin: The Academy of Medicine, Engineering and Science of Texas. 2017. p. 16.

Jackson¹⁵⁵ mapea una falla en el basamento Paleozoico, la sismicidad en la región sigue la tendencia de esta falla.

- **Relación de causalidad:** En el sismo del 17 de mayo de 2012 los epicentros de réplicas ocurrieron a lo largo de una notable zona lineal N35 ° W de aproximadamente 6 km de largo que coincide con una falla del basamento mapeada¹⁵⁶. Además, la tendencia a las réplicas es paralela a un plano nodal de los mecanismos focales¹⁵⁷. Las profundidades focales mejor determinadas de los eventos de secuencia son relativamente poco profundas, con profundidades que van desde 1.6 a 4.6 km según lo determinado por una red de estaciones desplegadas temporalmente. Dos pozos de inyección de volumen relativamente alto están situados a unos 3 km de la tendencia lineal de los epicentros y cerca de la región de mayor intensidad del choque principal del 17 de mayo y la inyección en estos pozos comenzó en 2006–2007 antes del primer terremoto registrado en abril de 2008.¹⁵⁸ Las observaciones anteriores demuestran que los sismos de Timpson comparten muchas características en común con los sismos que se dieron para esa misma época en otras partes del medio oeste de los Estados Unidos, donde se ha demostrado que se han inducido varias secuencias de sismos, los de Timpson son los primeros sismos conocidos en este lugar y comenzaron solo después de que comenzó la inyección, tuvieron profundidades focales que están o exceden las profundidades de la inyección y se produjeron a pocos kilómetros del lugar de inyección.

¹⁵⁵ JACKSON, Martin. Fault Tectonics of the East Texas Basin. Austin: The University of Texas at Austin, Bureau of Economic Geology. 1992. p. 24. ISSN 2475-3637

¹⁵⁶ FROHLICH, Cliff, et al. The 17 May 2012 M4.8 earthquake near Timpson, East Texas: An event possibly triggered by fluid injection. En: Geophysical Research Solid Earth. Enero, 2014, vol 119, p. 586.

¹⁵⁷ EKSTRÖM, Goran; NETTLES, Meredith y DZIEWONSKI, Adam. The global CMT project 2004–2010: Centroid-moment tensors for 13,017 earthquakes. En: Physics of The Earth and Planetary Interiors. Junio, 2012, vol. 101, p. 200.

¹⁵⁸ FROHLICH, Cliff, et al. The 17 May 2012 M4.8 earthquake near Timpson, East Texas: An event possibly triggered by fluid injection. En: Geophysical Research Solid Earth. Enero, 2014, vol 119, p. 588.

En el subsuelo de la región de Texas donde se realizan las actividades de inyección se encuentra que las formaciones del basamento cristalino precámbrico están a una menor profundidad, a diferencia de cuencas ubicadas cerca de Oklahoma o Kansas. Es así que todas las observaciones anteriores son consistentes con la hipótesis de que los sismos de Timpson fueron provocados por pozos de eliminación de inyección cercanos¹⁵⁹.

4.2.5 Cuenca Arkoma

Shale de Fayetteville

Es el segundo juego de esquisto más productivo en los Estados Unidos y uno de los diez campos más grandes de la nación, con estimaciones que sugieren que puede contener hasta 20 billones de pies cúbicos de gas. Hasta la fecha, la producción de gas más prolífica de Fayetteville Shale está asociada con pozos horizontales que se han completado con fracturamiento de múltiples etapas. Este depósito de gas natural no convencional tiene aproximadamente 50 millas (80 km) de ancho de norte a sur. Cubre cerca de 4,000 millas cuadradas (6,437 kilómetros cuadrados), extendiéndose desde cerca de Fort Smith en el oeste, hacia el este hasta más allá de Little Rock, Arkansas. Compuesto por esquisto de Mississippi, su espesor varía de 60 a 575 pies (18 a 175 m) a profundidades de 1,450 a 6,700 pies (442 a 2,042 m)¹⁶⁰.

Caso 17 Guy- Greenbrier, Arkansas. El centro y este de los Estados Unidos se habían caracterizado por su poca sismicidad hasta el año 2009 cuando

¹⁵⁹ FROHLICH, Cliff, et al. The 17 May 2012 M4.8 earthquake near Timpson, East Texas: An event possibly triggered by fluid injection. En: Geophysical Research Solid Earth. Enero, 2014, vol 119, p. 587.

¹⁶⁰ FAYETTEVILLE SHALE [En línea]. Halliburton. (Recuperado en 09 de marzo 2019.) Disponible en <https://www.halliburton.com/en-US/ps/solutions/unconventional-resources/shale-gas-oil/shale-plays/fayetteville-shale.html>

experimentó un aumento considerable en su actividad sísmica¹⁶¹. Guy-Greenbrier se localiza en el centro de Arkansas, allí se usó fracturamiento hidráulico para extraer gas natural del shale Fayetteville en 2010 hubo varios sismos de deslizamiento moderado: M4.0 en octubre de 2010, luego M4.1 el 19 de febrero de 2011 y, finalmente, el movimiento telúrico más grande con M4.7 el 27 de febrero de 2011¹⁶². Estos sismos según información recolectada se iniciaron en julio de 2010 luego de la inyección de aguas residuales en el pozo Clarita, estas migraron hacia el suroeste en los siguientes meses hasta la Falla Guy-Greenbrier. El pozo Clarita es especial porque está ubicado en la falla de Enders y causa un conducto directo a la profundidad de la posible sismicidad inducida (5-7 km)¹⁶³. Después del evento sísmico de magnitud M4.7, la Comisión de Petróleo y Gas de Arkansas (AOGC) en marzo de 2011 realizó un pedido de emergencia y la inyección paró en los pozos más cercanos a la falla, sin embargo, la sismicidad de fondo se mantuvo en una tasa alta por al menos 7 meses más¹⁶⁴.

- **Relación de causalidad:** La sismicidad inducida a lo largo de la falla Guy-Greenbrier comenzó dentro de las ocho semanas posteriores al inicio de la inyección en el pozo, este aspecto de la secuencia es similar a la secuencia de Youngstown 2011, Ohio, que comenzó 13 días después del inicio de la inyección¹⁶⁵. En ambos casos, las presiones de inyección fueron altas (presión de cabeza de pozo > 7 MPa), y la sismicidad comenzó dentro de un

¹⁶¹ YOON, Clara; ELLSWORTH, William y Beroza, Gregory. Seismicity during the initial stages of the Guy-Greenbrier, Arkansas, earthquake sequence. En: Journal of Geophysical Research: Solid Earth. Noviembre, 2017, vol.122, no. 11., p. 9260.

¹⁶² HORTON, Stephen. Disposal of hydrofracking waste fluid by injection into subsurface aquifers triggers earthquake swarm in central Arkansas with potential for damaging earthquake. En: Seismological Research Letters. 2012, vol. 83, no. 2., p. 255.

¹⁶³ NAJAH, Abd, et al. Induced Seismicity of Central Arkansas. University of Arkansas, Little Rock, AR.

¹⁶⁴ YOON, Clara y BEROZA, Gregory. Temporal variation in the magnitude-frequency distribution during the Guy-Greenbrier earthquake sequence. En: Geophysical Research Letters. Agosto, 2015, vol. 42, no.16., p. 6639–6646.

¹⁶⁵ SKOUMAL, Robert, et al. Optimizing multi-station earthquake template matching through re-examination of the Youngstown, Ohio sequence. En: Earth and Planet Science Letters, vol. 405, no. 1. p. 277.

radio de 1 km de los pozos de inyección. La zona sismogénica cubre la porción inferior de las capas sedimentarias paleozoicas y se extiende hasta el basamento cristalino precámbrico, además, la distribución del tamaño de los sismos varía a lo largo de la falla, con la mayoría de los eventos $M > 3$ restringidos dentro del basamento.¹⁶⁶ Por tanto, se considera la posibilidad de que los sismos puedan ser causados por la inyección de fluidos en los pozos de eliminación de desechos en Arkansas.

¹⁶⁶ OGWARI, Paul., HORTON, Stephen and AUSBROOKS, Scott. Characteristics of induced/triggered earthquakes during the Startup phase of the Guy-Greenbrier Earthquake sequence in North-Central Arkansas. En: Seismological Research Letters, Vol 87. 6 de abril de 2016., p. 623.

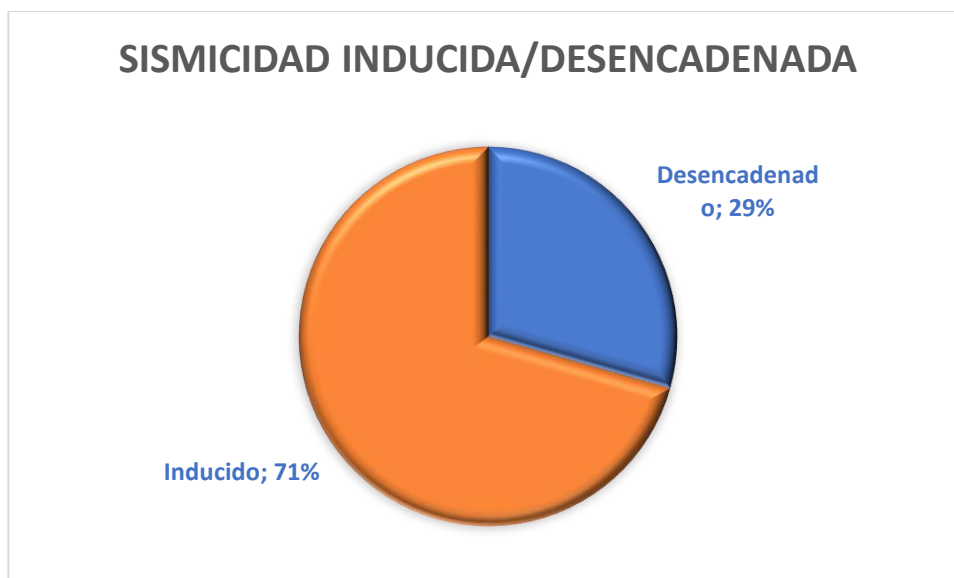
5 TIPIFICACIÓN DE LOS CASOS DE SISMICIDAD INDUCIDA EN ESTADOS UNIDOS DE AMÉRICA RELACIONADOS CON LAS OPERACIONES DE ESTIMULACIÓN Y PRODUCCIÓN DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES.

5.1 Análisis por tipos de sismicidad.

El adjetivo "inducido" describe la sismicidad resultante de una actividad antropogénica que causa un cambio de tensión que es comparable en magnitud al esfuerzo de cizallamiento que actúa sobre una falla para causar un deslizamiento, mientras que "desencadenado" se usa si el cambio de tensión es solo una pequeña fracción del nivel ambiental¹⁶⁷.

¹⁶⁷ McGARR, Arthur., SIMPSON, David and SEEBER, Ronald. Case Histories of Induced and Triggered Seismicity. En: International Handbook of Earthquake and Engineering seismology. Vol. 81, 2002., p. 654.

Gráfica 1 Porcentaje para las actividades de sismicidad inducida y desencadenadas.



Se encuentra que el 71% de los 17 casos analizados corresponden a sismos por sismicidad inducida ya que en las ubicaciones de estos no se había registrado sismicidad previa antes de los eventos relacionados con actividades de la industria del petróleo y el gas. A continuación, una tabla resumen con esta información:

Tabla 4 Registro de sismicidad previa a los eventos de sismicidad inducida estudiados.

Condado	Municipio	Estado	Sismicidad previa
Mahoning	Poland	Ohio	No
Belmont y Guernsey	Belmont y Guernsey	Ohio	No
Harrison	Uhrichsville	Ohio	No
Monroe	Woodsfield	Ohio	No
Gilmore	Glenville	Virginia del Oeste	No
Garvin	Elmore	Oklahoma	No
Mahoning	Youngstown	Ohio	No

Washington	Washington	Ohio	No
Dallas	Dallas-Fort Worth	Texas	No
Tarrant	Azle	Texas	No
Johnson	Clerbune	Texas	No
Major	Fairview	Oklahoma	Sí
Pawnee	Pawnee	Oklahoma	Sí
Payne	Cushing	Oklahoma	Sí
Lincoln	Prague	Oklahoma	Sí
Shelby	Timpson	Texas	No
Faulkner	Guy	Arkansas	Sí

5.2 Análisis por fecha inicial de la secuencia sísmica

Gráfica 2 Sismicidad según el año registrado.

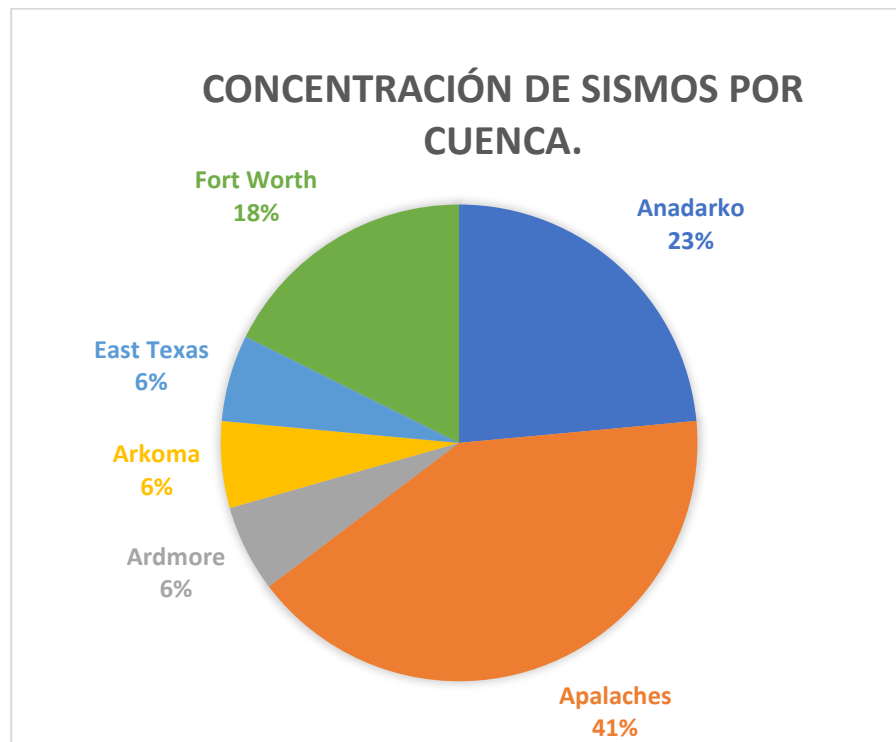


Los años 2014 y 2016 fueron los que registraron sismos de magnitud considerable que generaron estudios dentro de la comunidad científica, sin embargo, esta información está limitada por el número de estudios y modelos desarrollados

alrededor de los mismos. Después de los análisis realizados se puede establecer que los casos de sismicidad inducida en Arbuckle aumentaron, porque desde 2014 el grupo recibió alrededor del 68% de los volúmenes totales de eliminación de agua salada en el estado de Oklahoma¹⁶⁸.

5.3 Análisis por cuenca

Gráfica 3 Concentración de sismos por cuenca.



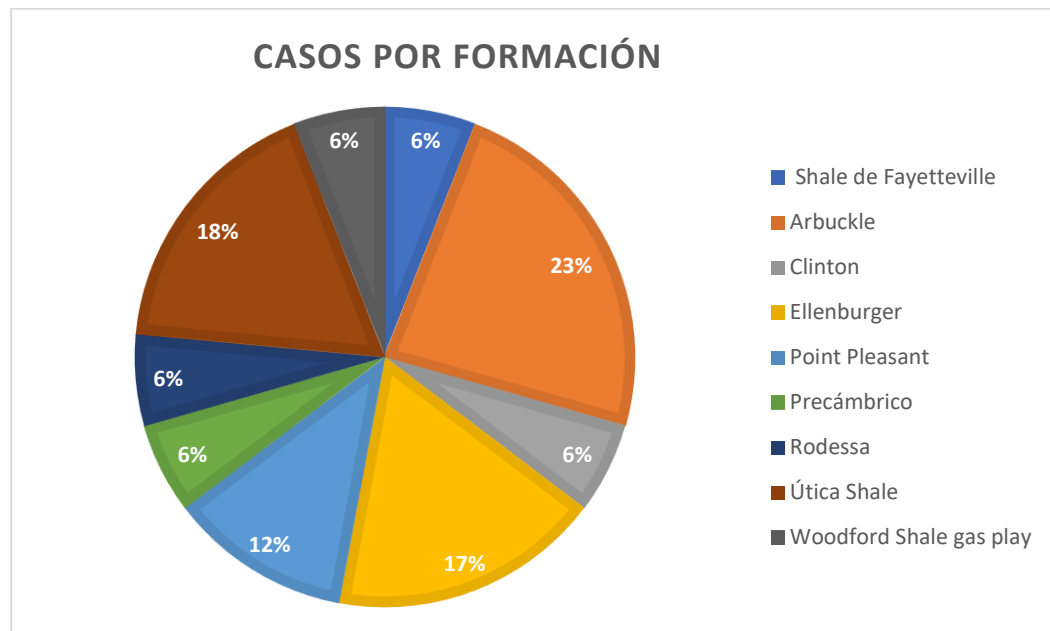
Aunque la sismicidad en los Apalaches, dentro de los casos estudiados, no supera el 50% si es la que presenta mayor cantidad de eventos, por tanto, es importante mencionar que en estudios se ha sugerido el factor más importante para explicar

¹⁶⁸ PERILLA CASTILLO, Paula Juliana. Rock properties derived from analysis of Earth tide strain observed in continuous pressure monitoring of the Arbuckle Group of Oklahoma. Oklahoma: Universidad de Oklahoma. 2017., p. 5.

la sismicidad inducida (o la falta de ella) en esta cuenca es la proximidad de las formaciones objetivo a fallas activas, ubicadas en el basamento precámbrico. Por lo tanto, existe mayor posibilidad de que los pozos con actividades cercanas al basamento (<1 km por encima) induzcan sismicidad que los pozos más lejanos¹⁶⁹. Por otro lado, en el centro y norte de Oklahoma, es común la inyección de líquido en la piedra caliza del Grupo Arbuckle que hace parte de la cuenca Anadarko. Arbuckle se encuentra casi inmediatamente sobre el basamento en muchas áreas esto facilita el movimiento de fluido hacia este¹⁷⁰, lo que concuerda con que la sismicidad inducida en su mayoría se genera en el basamento cristalino.

5.4 Análisis por formación.

Gráfica 4 Porcentaje de casos según la formación afectada.



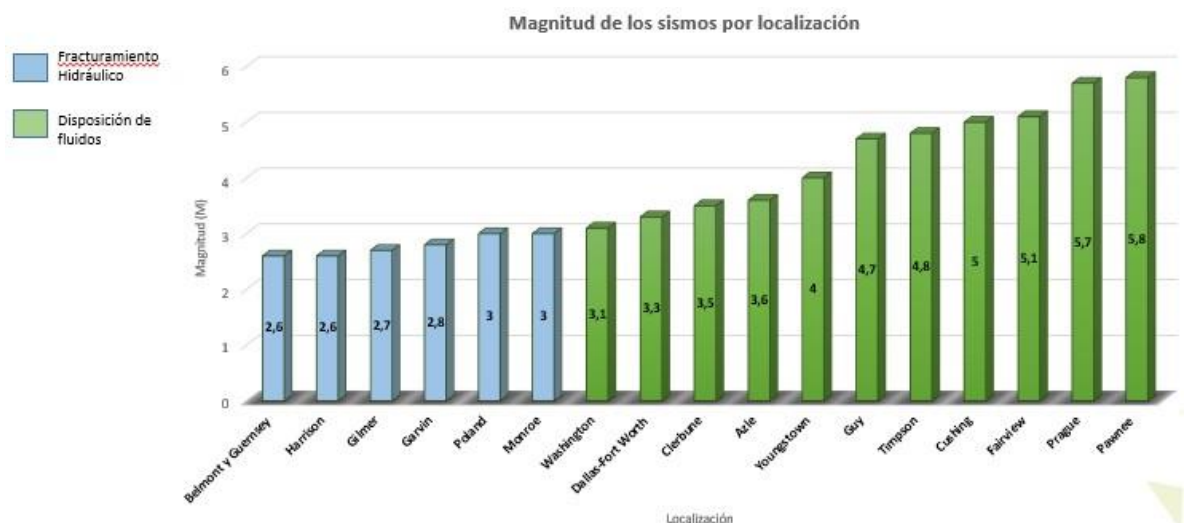
¹⁶⁹ SKOUMAL, Robert., BRUDZINSKI, Michael and CURRIE, Brian; Proximity of Precambrian basement affects the likelihood of induced seismicity in the Appalachian, Illinois, and Williston Basins, central and eastern United States. En: *Geosphere*, vol.14 (3), p. 1370.

¹⁷⁰ SHAH, Anjana and KELLER, Randy; Geologic influence on induced seismicity: Constraints from potential field data in Oklahoma. En: *Geophysical Research Letter*, Vol. 44, No 1. Enero de 2017., p. 155.

El aumento más significativo de sismicidad inducida en Estado Unidos durante la última década se observó en Oklahoma, sur de Kansas y Texas, donde las operaciones de extracción de hidrocarburos se han concentrado en Barnett y Woodford y donde las aguas residuales han sido eliminadas en las formaciones Arbuckle y Ellenburger que se encuentran justo sobre el basamento cristalino¹⁷¹.

5.5 Análisis por magnitud del evento principal.

Gráfica 5 Magnitud del evento sísmico principal por condado.



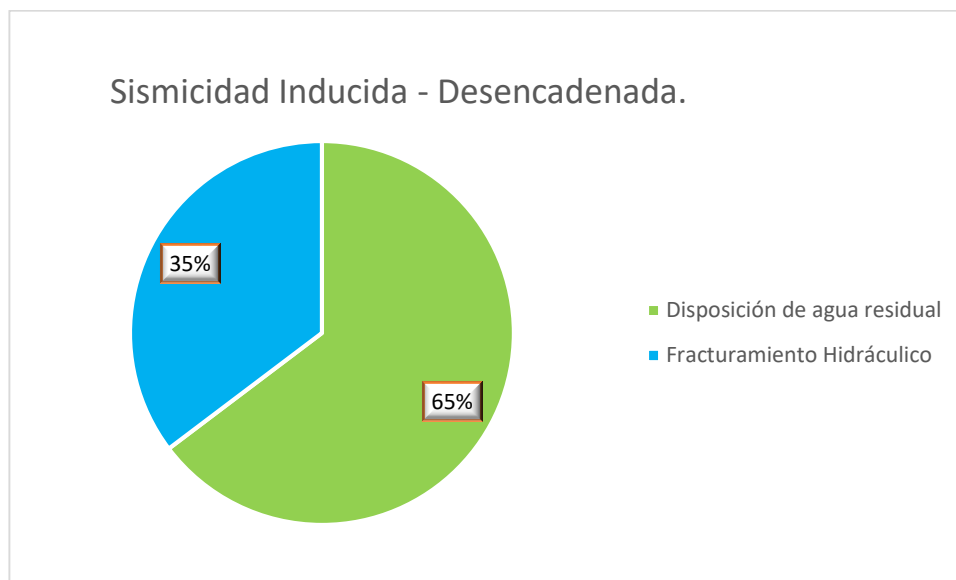
En algunos casos tienen magnitudes que no serán sentidas por humanos y no causaran daño en infraestructura, sin embargo, existen casos que fueron reportados por pobladores de las respectivas ciudades o condados donde se generaron, Monroe (M3), Gilmore (M2.7), Youngstown(M4) y Dallas Forth Worth (M3.3), Pawnee (M5.1), Cushing (M5), Fairview (M5.8), Prague (M5.7), por tanto estos casos fueron estudiados y se desarrollaron modelos numéricos para su análisis. Podemos ver también que episodios con mayores magnitudes se

¹⁷¹ BRUDZINSKI, Michael and KOZLOWSKA, Maria. Seismicity induced by hydraulic fracturing and wastewater disposal in the Appalachian Basin, USA: a review. En: Acta Geophysica. Febrero de 2019, Vol. 67., p. 355.

registraron en operaciones de disposición de agua residual esto debido a la profundidad donde se realizó la inyección, más cercana al basamento cristalino.

5.6 Análisis comparativo entre casos de sismicidad asociada con disposición final de fluidos residuales y fracturamiento hidráulico en roca generadora.

Gráfica 6 Porcentaje de sismicidad inducida y/o desencadenada según la actividad de inyección realizada.



Se debe considerar que la investigación del presente trabajo se centró principalmente en reportar los casos atribuidos al fracturamiento hidráulico de yacimientos no convencionales, por lo tanto, se recopiló todos los casos encontrados en las bases de datos donde los sismos registrados superaban la magnitud de $M_{2,5}$. Por otro lado, el trabajo considera solamente los eventos de mayor magnitud ($M > 3,5$) causados por la disposición final de agua residual que representan un mayor riesgo. Si el trabajo considerará todos los casos de sismicidad atribuida a disposición final de fluidos residuales con una magnitud $M > 3$ la gráfica no mostraría el pequeño porcentaje que representa los sismos atribuidos a la actividad de fracturamiento hidráulico en yacimientos no

convencionales, pues se trataría de aproximadamente más de dos mil casos atribuidos a la disposición de agua contra siete registrados por fracturamiento hidráulico.

La principal razón de esta abrupta diferencia se encuentra en las condiciones operaciones que conlleva cada actividad y el fenómeno físico que explica la causa de sismos para cada actividad de inyección. Los desechos líquidos son en su mayoría a causa de la producción de yacimientos convencionales y no convencionales, y del flujo de retorno no reciclable de la estimulación de los yacimientos no convenciones, lo cual significa un volumen de inyección significativamente mayor que el usado en una estimulación, y también, una mayor acumulación de volumen inyectado en la formación captadora, por ende, un mayor incremento en la presión de poro¹⁷². Como se explicó en la sección anterior, la formación de deposición considerada en las condiciones operacionales para la inyección de aguas residuales se trata de una roca con baja presión de formación, y una alta porosidad y permeabilidad que pueda almacenar un alto volumen de fluido, estas condiciones de la formación también permiten que, bajo una actividad de inyección prolongada, la presión de poro se transmita e incremente en un radio mucho mayor que el que se afecta por una actividad de fracturamiento hidráulico, teniendo una mayor probabilidad de afectar los esfuerzos de una falla propensa a deslizarse. Por ello, a esta actividad se la tribuye la mayor cantidad de sismos desencadenados y a su vez los de mayor magnitud.

¹⁷² WEINGARTEN, Matthew, et al. High rate injection is associated with the increase in U.S. mid-continent seismicity. Colorado: Science. V. 348, 25 de junio de 2015. p. 1337.

5.7 Análisis por distancia entre el intervalo de inyección y el hipocentro del sismo.

Gráfica 7 Distancia entre pozos inyectoros y la ubicación registrada del sismo.



La probabilidad de que se presente un evento sísmico inducido puede analizarse según la ubicación de la formación donde perforaron los pozos que realizan la actividad de inyección y el conocimiento del entorno geológico que los rodea. En los casos estudiados los sismos se generan principalmente en dos sistemas geológicos: rocas del Paleozóico y formaciones del basamento cristalino Precámbrico.

Se puede establecer una relación directa entre la profundidad y la magnitud de los eventos sísmicos registrados. Las secuencias de sismos registradas en las rocas paleozóicas, que se encuentran a una profundidad menor de 3 km, muestran ser eventos de baja magnitud (entre M1.5 y M2.5) donde se registra un valor del parámetro b mayor a 1.5, es decir, las probabilidades de presentar sismos con una magnitud mayor a M2,5 son bajas. Por otro lado, las rocas del basamento cristalino, las cuales normalmente se encuentran a una profundidad mayor de 3km, registras sismos de mayor magnitud ($M > 3$), donde muchos de los eventos pueden ser percibidos en superficie. Estas secuencias registran valores del parámetro b menores a uno ($b < 1$).

La explicación para la relación que tiene la profundidad de los pozos inyectoros con la profundidad registrada de los sismos inducidos se basa en los tipos de falla que se encuentran cercanas a la actividad de inyección. En los casos de sismos registrados en el sistema paleozóico, las fallas afectadas por el incremento de la presión de poro son fallas poco maduras, al estar a una menor profundidad, por ende la reacción ante un deslizamiento no libera una gran cantidad de energía debido a que permite una mayor deformación y el área de la falla que se desliza es mínima. Por otro lado, los sismos que se dan a una mayor profundidad, como es el caso de los registrados en el basamento cristalino, por causa de operaciones de estimulación en formaciones más cercanas a estas rocas sismogénicas, interactúa con fallas más maduras, las cuales cuentan una mayor rigidez, por lo tanto, al momento de superar la resistencia a deslizarse de la falla debido al incremento de la presión de poro, el área que se desplaza es mucho mayor, logrando liberar más energía, que se traduce en sismos de mayor magnitud.

La gráfica 6 se puede observar que la distancia más cercana entre la secuencia de sismos y la actividad realizada corresponde a casos de sismicidad inducida por fracturamiento hidráulico (casos: Poland, Uhrichville y Washington) donde se la sismicidad se registro a menos de 1km de la inyección.

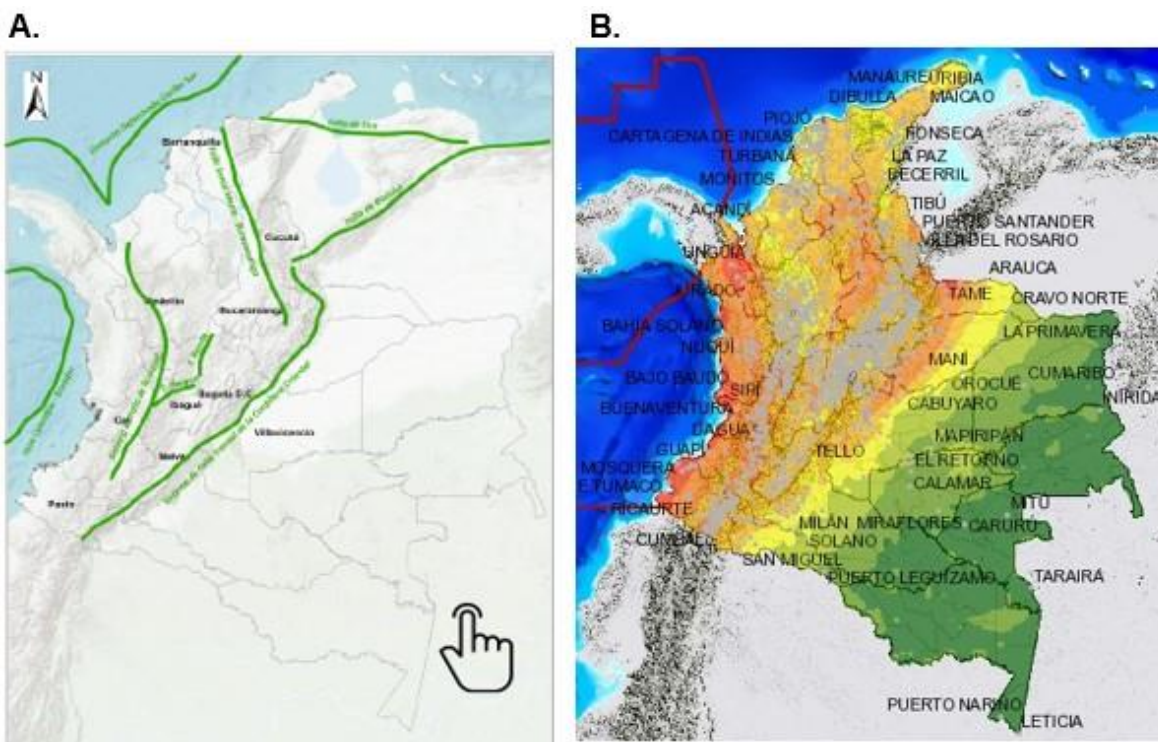
6. CONTEXTO DE LA SISMICIDAD ATRIBUIDA A LA ACTIVIDAD DE INYECCIÓN DE FLUDOS PARA COLOMBIA.

Colombia se encuentra en una zona considerada de alta actividad sísmica, principalmente por la interacción constante que existe entre las placas tectónicas Nazca y del Caribe con la Placa Suramericana, y además por la presencia de fallas activas. Las regiones que representan un mayor riesgo sísmico en Colombia son: zona de la costa pacífica, la región del sur y el occidente de Colombia, el piedemonte que se extienden a lo largo de la cordillera oriental y que colinda con los Llanos Orientales, y el occidente de Santander. Con un riesgo sísmico intermedio se encuentran las regiones: norte, centro y oriente Antioqueño, y la región del Magdalena Medio¹⁷³. La ubicación de las principales y más extensas fallas geológicas del país coinciden con las regiones de mayor densidad poblacional, como se puede observar en Figura 16, por ello el valor del riesgo sísmico es tan elevado, se considera que al menos un 87% de la población se encuentran en zonas de un riesgo sísmico alto o intermedio¹⁷⁴. Las principales fallas que se encuentran activas en Colombia son: 1. Sistema de falla frontal de la cordillera oriental (colinda con los Llanos Orientales), 2. Sistema de falla Romeral (a lo largo de la cordillera Occidental), 3. Falla de Ibagué, 4. Falla de Honda, 5. Fosa Colombia-Ecuador (a lo largo del océano pacifico de Colombia), 6. Falla Santa Marta-Bucaramanga (a lo largo del costado occidental de la cordillera oriental), 7. Falla de Boconó (se extiende desde Venezuela hasta el nororiente colombiano), 8. Falla de Oca (a lo largo del caribe colombiano y venezolano), 9. Cinturón deformado Caribe sur (se localiza en el caribe colombiano).

¹⁷³ DUQUE, Gonzalo. Sismos y Volcanes en Colombia. Manizales: Universidad Nacional de Colombia. Mayo de 2010., p. 3.

¹⁷⁴ UNIDAD NACIONAL PARA LA GESTIÓN DEL RIESGO DE DESASTRES-COLOMBIA. Atlas de riesgo en Colombia: revelando los desastres latentes. Capítulo 2. Bogotá D.C. 2018., p. 23.

Figura 17 Fallas Activas y Riesgo Sísmico en Colombia.



La imagen (A) ubica geográficamente las principales fallas potencialmente activas del país, se puede observar que las fallas se encuentran en el entorno de la cordillera Andina. La imagen (B) muestra el nivel de riesgo sísmico de Colombia, donde las regiones sombreadas en color rojo representan un alto riesgo sísmico y las regiones de color verde un bajo riesgo sísmico. Fuente: Servicio Geológico Colombiano, Amenaza sísmica. Disponible en: https://srvags.sgc.gov.co/JSViewer/Amenaza_Sismica/

El evento geológico de mayor importancia que se ha dado en Colombia es la creación de sus tres cordilleras que hacen parte de la cordillera Andina. La cordillera Andina nace tras la subducción de las placas tectónicas de Nazca y del Caribe por debajo de la placa Suramericana¹⁷⁵, como se observa en la figura 17, entre el periodo Jurásico tardío y el Cretácico temprano de la era Mesozoica, es por eso que se considera como un evento poco maduro y por ello se encuentra en

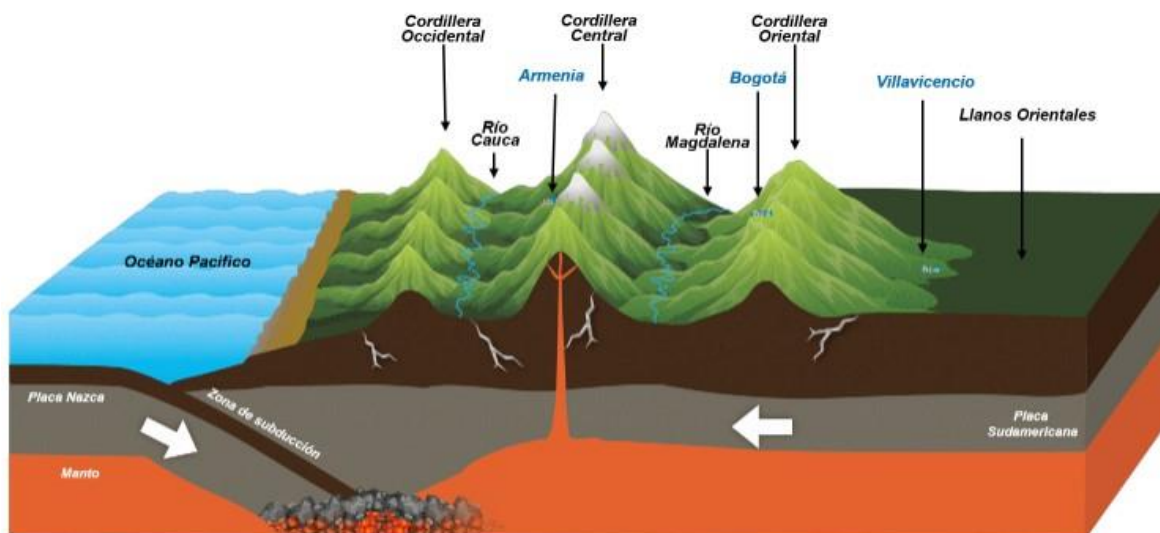
¹⁷⁵ DIAZ MERLANO, J. M., & Robertson, K. G. (2013). CANONES DE COLOMBIA / textos y dirección científica Juan Manuel Diaz Merlano, Kim Gregory Robertson. Vol.4, capítulo 3. Retrieved from <http://bibliotecavirtual.uis.edu.co:2070/login.aspx?direct=true&db=cat00066a&AN=BUIS.1-168633&lang=es&site=eds-live>

una alta actividad tectónica. La subducción de las placas oceánicas causaría el levantamiento de la placa continental y una alta producción de magma en el margen convergente, a medida que la placa oceánica alcanza una mayor profundidad y temperatura hasta el punto de volverse dúctil. Con la subducción de la placa Nazca debajo de la Suramericana resultaría en la creación de la primer cordillera de Colombia, la cordillera central, con una edad aproximada de 70 millones de años durante el periodo cretácico. La segunda cordillera colombiana en surgir sería la cordillera occidental, se da como el resultado de movimientos tectónicos para la época del mioceno, hace aproximadamente 26 millones de años¹⁷⁶. Para la época del Plioceno del periodo Terciario, nacería la cordillera Oriental de Colombia. El surgimiento de las cordilleras se da bajo campos de esfuerzos compresionales de alta magnitud provenientes de dos orígenes, hacia el sur del país se presenta una fuerte compresión como resultado de la subducción de la placa Nazca por debajo de la placa Suramericana. Hacia el norte del país los esfuerzos de compresión se deben a la convergencia entre las placas del Caribe y Suramericana, también se puede atribuir al fenómeno de flotabilidad negativa que se presenta en la ya subducida placa del Caribe por debajo de la zona noroeste de la placa Suramericana.¹⁷⁷

¹⁷⁶ DIAZ MERLANO, J. M., & Robertson, K. G. (2013). CANONES DE COLOMBIA / textos y direccion cientifica Juan Manuel Diaz Merlano, Kim Gregory Robertson. Vol.4, capitulo 3. Retrieved from <http://bibliotecavirtual.uis.edu.co:2070/login.aspx?direct=true&db=cat00066a&AN=BUIS.1-168633&lang=es&site=eds-live>

¹⁷⁷ COLMENARES, Lourdes., ZOBACH, Mark. Stress field and seismotectonics of northern South America. Department of Geophysics, Stanford University. Vol 31. Noviembre de 2013., p. 722.

Figura 18 Nacimiento de las cordilleras en Colombia.



La subducción de la placa Nazca por debajo de la placa Suramericana, se daría el levantamiento de la cordillera central y una zona de convergencia de alta actividad magmática y tectónica que aportaría a la creación de la cordillera occidental. **Fuente:** <https://www.idiger.gov.co/rsismico>

El levantamiento de las cordilleras permitió un ambiente propicio para la creación de cuencas, al dejar regiones deprimidas las cuales permitían la sedimentación de rocas y materia orgánica que, para el periodo cretácico, sería aportado por la presencia de un mar al oriente de la cordillera central, luego de que este se secara tras millones de años, la materia orgánica y sedimentos depositados entre las cordilleras sería principalmente aportado por el paso de ríos. Esta es la principal razón por la que Colombia cuenta con tan diversas cuencas, donde las principales y más extensas son: la cuenca Caguán-Putumayo, Catatumbo, Cesar-Ranchería, Cordillera Oriental, La Guajira, de los Llanos Orientales, y las del Valle Inferior, el Valle Medio y Valle Superior del Magdalena (VIM, VMM y VSM).

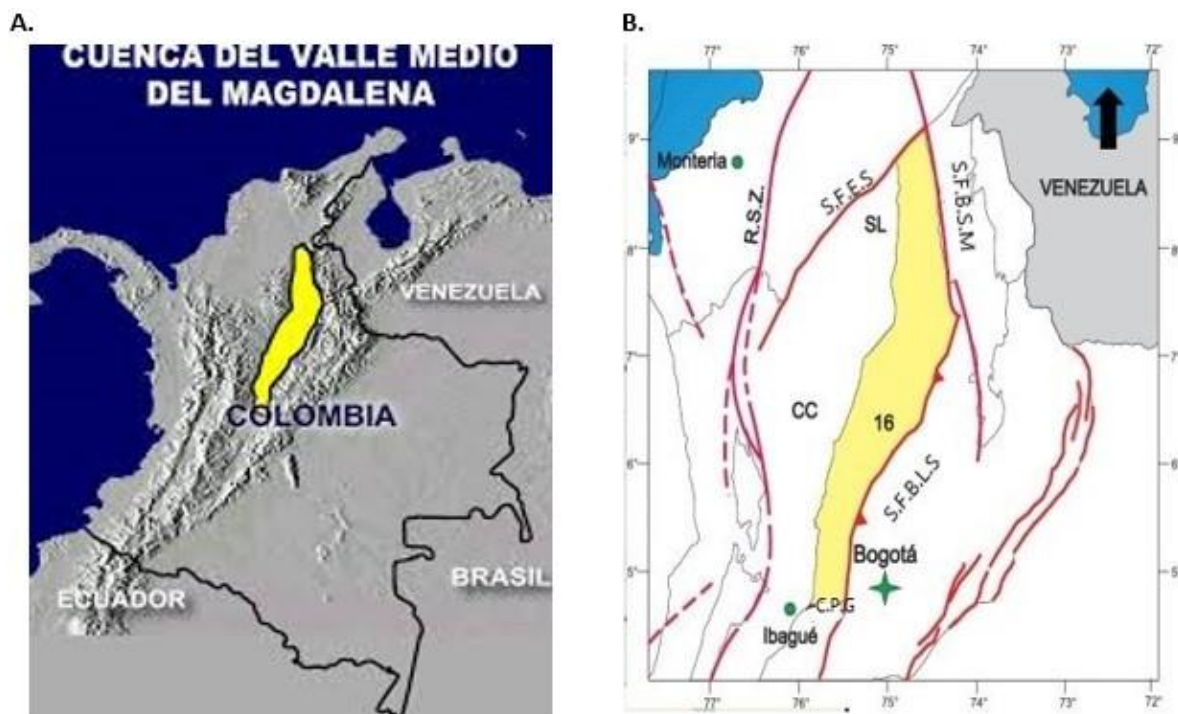
De las cuencas expuestas, la de mayor interés para el desarrollo de proyectos de fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales por su viabilidad económica se trata de la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM), la cual tiene un gran potencial por el porcentaje alto de contenido orgánico de sus rocas

generadoras (TOC 1.0 - 6,0%)¹⁷⁸, presenta facilidades de acceso y cuenta con amplios estudios realizados a lo largo de su historia productiva que aportan a la hora de desarrollar proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos. La cuenca del VMM cubre un área aproximada de 32949 km² y se extiende a lo largo de los departamentos de Antioquia, Boyacá, Bolívar, Caldas, Cesar, Cundinamarca, Santander, Norte de Santander y Tolima. La cuenca del VMM se considera con una estructura de fosa tectónica (Graben)¹⁷⁹ 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. Como se puede observar en la figura 18, la cuenca se encuentra limitada por cuatro grandes sistemas de fallas: a. Al norte con el sistema de fallas Espíritu Santo (S.F.E.S); b. Con el sistema de fallas Bucaramanga-Santa Marta (S.F.B.S.M.) al noreste; c. al sureste con el sistema de fallas Bituima y La Salina (S.F.B.L.S); e. Colinda hacia el sur con el cinturón plegado de Girardot (C.P.G).

¹⁷⁸ MOJICA, Jairo. Cuencas Catatumbo, Cesar-Ranchería, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena. Open Round Colombia 2010. Subdirección técnica ANH. Diciembre 2009., p. 7.

¹⁷⁹ PETROSEIS LTDA. Informe final de interpretación sísmica componente horizontal y vertical. Para: ANH. Bogotá, septiembre de 2011., p.14.

Figura 19 Ubicación y fallas de la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM).



(A) localización de la cuenca del Valle Medio del Magdalena en Colombia. (B) principales fallas (líneas rojas) con las que limita la cuenca del VMM. **Fuente:** imagen modificada y tomada de BARRERO, et al., (2007). Colombian sedimentary basins, nomenclature, boundaries and petroleum geology, a new proposal. P 92. Bogotá: ANH.

La deposición sedimentaria que dio inicio a la cuenca del VMM data de la era Mesozoica, en el periodo Triásico-Jurásico con la formación Grupo Girón, la cual se encuentra justo encima del basamento cristalino Premesozoico. En el periodo cretácico se presenta la creación de las principales formaciones generadoras de la cuenca, de las cuales se destacan las rocas generadoras: Formación La luna, Tablazo y Simití, que cuentan con un Kerógeno tipo II y están compuestas principalmente de calizas fracturadas¹⁸⁰. Para el periodo terciario, a lo largo del paleógeno y el neógeno, se presenta la creación de las principales rocas tipo

¹⁸⁰ MOJICA, Jairo. Cuencas Catatumbo, Cesar-Ranchería, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior del Magdalena. Open Round Colombia 2010. Subdirección técnica ANH. Diciembre 2009., p. 8.

almacén, los yacimientos convencionales cuyas estructuras son principalmente areniscas, con una porosidad alta, entre el 15-20% del volumen de la roca, y una permeabilidad de 20 a 600 mD¹⁸¹. Las formaciones que más se destacan para el almacenamiento de hidrocarburos en la cuenca VMM son: la formación Colorado, Mugrosa, Esmeraldas y La Paz.

Figura 20 Columna estratigráfica de la cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM).

PERIODO	EPOCA	FORMACION	LITOLOGIA
CUATERN.	PLEISTOCENO	MESA	
	PLIOCENO		
TERCIARIO		REAL	
	MIOCENO	COLORADO	
	OLIGOCENO	MUGROSA	
		ESMERALDAS	
	EOCENO	LA PAZ	
CRETACEO		DISCORDANCIA EOCENO-PALEOCENO	
	PALEOCENO	LISAMA	
	MAESTRICHTIANO	UMIR	
	CAMPANIANO		
	SANTONIANO	LA LUNA	
	CONIACIANO	GALEMBO	
	TURONIANO	PUJAMANA	
	CENOMANIANO	SALADA	
	ALBIANO	SIMITI	
	APTIANO	TABLAZO	
	BARREMIANO	PAJA	
		ROSABLANCA	
	VALANGINIANO	TAMBOR	
JURASICO		GIRON	
PREMESOZOICO		BASAMENTO	

Fuente: MADERO, H. D. et al. Análisis estratigráfico para las arenas de la formación mugrosa en área piloto implicaciones paleogeográficas. Boletín de Geología, Vol. 32, 1. Bucaramanga, Colombia. Junio del 2010.

¹⁸¹ Ibid., P 9.

La cuenca VMM cuenta principalmente con dos yacimientos tipo roca generadora que se estiman de gran potencial para la aplicación de fracturamiento hidráulico y sobre los cuales se realizarán los Proyectos Piloto de Investigación Integral (PPII) en Colombia. Se trata de las formaciones La Luna y Tablazo, la formación La Luna a su vez se encuentra compuestas por tres miembros: Galembo (espesor: 180 - 350 m), Pujamana (espesor: 50 – 225 m) y Salada (espesor: 50 – 100 m)¹⁸², cuenta con una profundidad entre 3.7 km (12139 ft)¹⁸³ hasta los 4.4 km (14436 ft). Para el caso de la formación Tablazo se debe resaltar que se encuentra a una mayor profundidad que La Luna, entre los 5.7 km (18701 ft)¹⁸⁴ hasta los 6.0 km (19685 ft), con un espesor entre 150 – 325 m.¹⁸⁵

Para el caso de estudio del contexto colombiano sobre la posibilidad de presentar eventos sísmicos inducidos o desencadenados por la actividad de fracturamiento hidráulico en roca generadora se debe centrar principalmente en la identificación de fallas maduras cercanas que estén propensas a deslizarse o se encuentren conectadas hidráulicamente con fallas activas. Por su naturaleza geológica, Colombia se identifica como un país que posee un gran número de fallas debido a los constantes cambios tectónicos que se presentan a medida que se continúa desarrollando la cordillera Andina. Al ser la cuenca VMM una fosa tectónica pueden existir un número considerable de fallas aun no mapeadas, por eso es primordial la identificación de fallas para poder estimar el riesgo sísmico que pueda traer las operaciones de fracturamiento hidráulico en yacimientos no convencionales o por causa de la actividad de disposición final de fluidos.

¹⁸² BALLESTEROS, Carlos A; PARRA, Joulin A. Estudio estratigráfico secuencial para la formación La Luna en el costado oriental del Valle Medio del Magdalena: una visión exploratoria de hidrocarburos no convencionales. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Septiembre de 2012, p. 44.

¹⁸³ COMISIÓN INTERDISCIPLINARIA INDEPENDIENTE; Informe sobre efectos ambientales (sociales, físicos y bióticos) 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., figura No 1, p. 30.

¹⁸⁴ *Ibíd.*, tabla 1, p. 30.

¹⁸⁵ BALLESTEROS. Op. Cit, p. 43.

Por otro lado, se puede considerar uno de los parámetros de mayor peso estudiado en los casos encontrados para U.S.A, la profundidad a la cual se realiza la actividad de inyección y su cercanía al basamento cristalino. Para ello se pueden identificar dos escenarios:

- i. La diferencia de profundidad existente entre las formaciones de interés (La Luna y Tablazo) sugiriendo que, a una mayor profundidad, la formación se encontrará más cercana al basamento y se podría transmitir el aumento de la presión de poro a fallas maduras que se encuentran propensas a un deslizamiento.
- ii. La estructura de fosa tectónica (graben) que tiene la cuenca VMM y puedan encontrarse rocas del basamento cristalino cercanas a los pozos inyectoros.

En el primer escenario se puede considerar los casos estudiados para la cuenca de Los Apalaches, donde se encuentran dos formaciones de roca generadora (Utica Shale y Marcellus Shale) a diferentes profundidades que han sido fracturadas. En este caso la formación Utica Shale es la de mayor profundidad y cercanía al basamento cristalino Precámbrico, es la formación donde se registró el mayor número de eventos sísmicos inducidos al tiempo en que se llevaban actividades de fracturamiento hidráulico. En cambio, la formación Marcellus Shale, que también se encuentra en la cuenca Los Apalaches y en la cual se han desarrollado alrededor de 8000 pozos para estimulaciones hidráulicas, presenta solo un caso de sismicidad inducida, en Gilmer County, Virginia del Oeste. La diferencia en profundidad de estas dos rocas generadoras que hacen parte de la misma cuenca es de aproximadamente 1 km. La distancia de la formación Utica Shale al basamento cristalino Precámbrico en los pozos donde se registró sismicidad es tan solo de 700 m, mientras que la formación Marcellus Shale se encuentra aproximadamente a 4.2 km. De esta forma se podría suponer que, para el contexto colombiano, en la cuenca del VMM la formación Tablazo pueda tener una mayor cercanía al basamento cristalino del Paleozoico, por ende, una mayor

probabilidad de actividad sísmica inducida en comparación con la formación La Luna.

El segundo escenario presenta una similitud con el caso 5 de Gilmer County, Virginia del Oeste, donde la sismicidad se desarrolló a lo largo de una fosa tectónica (el Canal de Roma), al no tener identificada la geología del entorno se perturbó una roca del basamento cristalino que posiblemente se encontraba cercana a superficie debido a la estratigrafía de la fosa tectónica, lo que causaría la serie de sismos inducidos. La cuenca del VMM es también una fosa tectónica, y la totalidad de sus fallas no es conocida, como tampoco los posibles desplazamientos que puedan tener rocas del basamento cristalino Paleozoico que se encuentra en la cuenca y que posiblemente puedan estar cercanos a las actividades de inyección de fluidos. Para evitar un posible aumento en la peligrosidad de un evento sísmico al momento de llevar a cabo una inyección, se debe primero determinar si se puede encontrar a una distancia menor de un kilómetro entre la inyección y las rocas pertenecientes al basamento cristalino, las cuales pueden tener fallas maduras que desencadenen sismos.

En la actualidad, Colombia cuenta con seis (6) normas regulatorias donde se establecen criterios técnicos para poder realizar las actividades de exploración y explotación de yacimientos no convencionales exceptuando a las arenas bituminosas y los hidratos de gas. De estas seis normas, dos de ellas acobijan el riesgo sísmico que conlleva la actividad de fracturamiento hidráulico, se trata de la resolución 90341 del 27 de marzo de 2014 del Ministerio de Minas y Energía (MME) donde se establece los criterios técnicos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales, y la resolución 149 de 23 de marzo de 2017 del Servicio Geológico Colombiano (SGC) cuyo contenido dicta “por la cual se determinan las especificaciones del monitoreo de sismicidad cerca de los pozos exploratorios y/o producción de hidrocarburos en yacimientos no convencionales”¹⁸⁶. En la resolución 90341 se define el concepto de sismicidad

¹⁸⁶ Resolución 149 del SGC.

desencadenada y mediante los artículos 12, 13 y 14 establece el reconocimiento previo de fallas maduras, el monitoreo de actividad sísmica que se debe llevar durante el desarrollo de la actividad en la zona de interés y el criterio a tener en cuenta para poner fin a la actividad de inyección por causa de sismicidad desencadenada. El artículo 12 en el apartado “d” exige un mapa donde se ubique las fallas geológicas identificables dentro de un volumen de un cilindro imaginario según el tipo de pozo que se construya, para el caso de estimulación hidráulica mediante pozos horizontales se establece que “i. la altura del cilindro corresponde a tres (3) veces la profundidad final estimada del pozo más profundo del arreglo de pozos.; ii. El radio del cilindro corresponde a tres (3) veces el lateral horizontal más extenso estimado en torno al pozo o arreglo de pozos”¹⁸⁷. También exige evidencia histórica de sismicidad dentro de 16 km del pozo donde se llevará a cabo la inyección, y en el apartado “e” se solicita una “línea base de sismicidad del área que involucre el bloque dentro del que se encuentre el pozo o arreglo de pozos, con información existente”¹⁸⁸. En el párrafo del artículo en mención establece una limitación para el desarrollo de la estimulación, se plantea que “no se permitirá realizar estimulación hidráulica a menos de un (1) km de una falla activa mayor identificada, potencialmente peligrosa, especialmente que esté en el basamento y que tenga buzamiento hacia el interior del campo”¹⁸⁹. El artículo 13 establece el monitoreo de la actividad sísmica que la compañía operadora debe llevar, en el numeral tres (3) se establece “En caso que a criterio del Servicio Geológico Colombiano, no se cuente con una red lo suficientemente adecuada para detectar sismicidad cerca de los pozos de exploración y/o producción, se realizará un monitoreo de sismicidad de acuerdo con las especificaciones que establezca el Servicio Geológico Colombiano para tal fin”¹⁹⁰, dando pie a regirse

¹⁸⁷ COLOMBIA. MINISTERIO DE MINAS Y ENERGÍA. Resolución 90341 (24, marzo, 2014). Por el cual se establecen requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales. BOGOTÁ, D.C., 2014. p. 11.

¹⁸⁸ *Ibíd.*, p. 11.

¹⁸⁹ *Ibíd.*, p. 11.

¹⁹⁰ *Ibíd.*, p. 12.

bajo las estrictas y preventivas normas planteadas por el SGC en la resolución 149 de 23 de marzo de 2017 para el monitoreo de actividad sísmica y manejo del riesgo sísmico. El artículo 13 establece los casos en que se deberá suspender las actividades de estimulación hidráulica en un proyecto y las acciones que la compañía operadora debe tomar, en cuanto a riesgo sísmico dicta “El operador deberá suspender las actividades de la operación de estimulación hidráulica en caso de que se presente un evento sísmico de magnitud mayor o igual a cuatro (4) en la escala de Richter, cuyo epicentro este ubicado dentro del área cuyo radio en torno al pozo donde se realizan las operaciones sea de dos (2) veces la profundidad del pozo y a una profundidad hipocentral menor a dieciséis (16) km de acuerdo con la información oficial del Servicio Geológico Colombiano”¹⁹¹.

La normatividad colombiana muestra una detallada y estricta medida para mitigar el riesgo sísmico en actividades de fracturamiento hidráulico en rocas generadoras, pero tan solo considera a las fallas maduras cercanas, sin tener en cuenta la cercanía que pueda existir entre la formación de interés y el basamento cristalino colombiano, al ser un factor clave se requerirá de una nueva norma que acobije este parámetro, y donde se considere los estudios científicos ya citados, como lo planteado por Robert Skoumal et al en el 2018¹⁹², donde sugiere que las actividades de inyección, bien sea para disposición de agua residual o fracturamiento hidráulico, representa una mayor probabilidad de inducir sismos si se realizan a menos de un (1) km de rocas del basamento cristalino Precámbrico. Sobre esta consideración se deberá tener en cuenta que algunas formaciones de la edad Paleozoica en Colombia tienen características del basamento cristalino y por ello se debe realizar estudios donde se establezca si se trata de formaciones sismogénicas, como en el caso del basamento cristalino Precámbrico.

¹⁹¹ *Ibíd.*, p. 12.

¹⁹² SKOUMAL, Robert., BRUDZINSKI, Michael R. y CURRIE, Brian. Proximity of Precambrian basement affects the likelihood of induced seismicity in the Appalachian, Illinois, and Williston Basins, Central and Eastern United States. En: *Geosphere*, v. 14, no. 3. Oxford Ohio, abril de 2018., p. 1365.

6.1 SISMICIDAD DESENCADENADA EN PUERTO GAITÁN, META.

Se trata del primer y hasta el momento el único caso reportado públicamente de sismicidad atribuida a una actividad humana en Colombia. El 2 de abril de 2013 el Servicio Geológico Colombiano (SGC) registra un sismo de M2 que sería el primer evento de una secuencia de 78 sismos con epicentro en Puerto Gaitán, Meta¹⁹³(Anexo A). El registro de la actividad sísmica, atípica para la región, finalizó el día 30 de junio de 2013 cuando se registra el último evento de M3.3. El rango de la magnitud registrada se encuentra entre eventos de M1.7 hasta el evento principal de M4.1 del día 17 de mayo de 2013, localizado en las coordenadas 3.779°N 71.512°W a una profundidad de 8.7 km. Históricamente la región afectada es de muy baja actividad sísmica, si se considera los registros sísmicos entre junio de 1993 hasta marzo de 2013, tan solo se tiene el registro de un sismo de M2.3 del día 16 de septiembre de 2012 a una profundidad de 16.4 km.

El inicio de la actividad sísmica muestra una relación espacio-temporal con operaciones de inyección de agua llevado a cabo en un campo petrolero en Puerto Gaitán. Se trata de una operación de recobro secundario por medio de la inyección de agua a una formación con el fin de mejorar su producción. Este proceso de inyección se llevaba a cabo por medio de algunas locaciones en los campos Rubiales y Quifa SE, el valor del volumen inyectado y la presión utilizada no es de conocimiento público, y tampoco la profundidad a la cual se realizó la actividad.

Las características de la secuencia sísmica son propicias para determinar el caso como una actividad sísmica inducida, pues los eventos sísmicos se presentaron a manera de enjambre (muchos eventos en poco tiempo), no existía un gran número de eventos sísmicos históricos en la zona, se estableció una posible fuente (actividad de inyección de agua), y existió una relación espacial y temporal entre la

¹⁹³ SERVICIO GEOLÓGICO COLOMBIANO (SGC) y RED SISMOLÓGICA NACIONAL DE COLOMBIA (RSNC). Informe preliminar sismicidad atípica Puerto Gaitán, abril-junio 2013. Fecha: 30 de junio de 2013. Disponible en: <https://www2.sgc.gov.co/Publicaciones/Sismos%20importantes/Bolet%C3%ADn%20sismicidad%20registrada%20en%20Puerto%20Gait%C3%A1n,%20Meta.pdf>.

fuelle y los eventos sísmicos. Estas características establecen una posible reactivación de una falla cercana que se encontraba propensa a deslizarse, se debe considerar también la cercanía que puede existir entre el punto de inyección con el basamento cristalino.

7. CONCLUSIONES

- El incremento de la actividad sísmica observado en Estados Unidos de América se presenta desde el año 2009, alcanzando un total de 3514 sismos magnitud mayor a M3 hasta el 2018, en una región donde el promedio normal de sismos por año era de 24. Se atribuye principalmente a las actividades de inyección realizadas en el centro-este del país.
- La principal actividad de inyección de fluidos a la cual se asocian los sismos desencadenados o inducidos es la de disposición final de fluidos residuales que representan aproximadamente el 99% del total de sismos registrados como sismicidad de origen antropogénico por el USGS (United States Geological Survey), se caracterizan por ser largas secuencias de sismos, presentar una mayor cantidad de eventos sísmicos, y de una mayor magnitud, alcanzando los M5.8.
- Los sismos causados por la actividad de fracturamiento hidráulico mediante pozos horizontales en rocas generadoras representan aproximadamente el 1% del total de sismos atribuidos a actividades de inyección según el USGS (United States Geological Survey), y se caracteriza por presentarse en forma de un enjambre de eventos sísmicos de baja magnitud que tienen una estrecha relación espacio-temporal con el inicio de la estimulación de la roca generadora. El sismo de máxima magnitud atribuido a esta actividad y registrado en USA alcanzó una magnitud de M3.7.
- Todos los casos estudiados concluyen en que la sismicidad se desarrolla a lo largo de una falla, que, en la mayoría de los casos, no se encontraba mapeada antes del inicio de la actividad. Estas fallas no identificadas se encontraban bajo un campo de esfuerzo crítico, con una orientación y buzamiento propenso a facilitar el deslizamiento, y comunicadas hidráulicamente con el basamento cristalino Precámbrico, considerado como una zona sismogénica.

- Los parámetros operacionales que se deben considerar al momento de analizar una secuencia de sismos inducida por la actividad de disposición de fluidos residuales son el volumen total de fluido inyectado, el tiempo que duro la inyección y la profundidad a la cual se realiza la actividad.
- Los parámetros operacionales que tienen mayor relevancia al momento de analizar los casos de sismicidad inducida por fracturamiento hidráulico en rocas generadoras son la velocidad a la cual se realiza la inyección del fluido y la profundidad donde se lleva a cabo la inyección.
- Las consideraciones en cuanto al entorno geológico que se debe tener al momento de evaluar el riesgo sísmico que puede representar la inyección de fluidos en una determinada formación son: la saturación de la roca, la facilidad de difusión de la presión de poro, la proximidad de la formación de interés al basamento cristalino Precámbrico o Paleozoico y la proximidad a fallas activas o fallas hidráulicamente conectadas con el basamento cristalino.
- Colombia cuenta con un entorno geológico que se caracteriza por su alta actividad tectónica, donde el riesgo sísmico es elevado. Por ello, a la hora de evaluar el riesgo sísmico que conlleva una actividad de inyección en una región específica se debe identificar las fallas cercanas que estén activas o que se puedan encontrar hidráulicamente comunicadas con fallas activas, la cercanía de la formación de interés con rocas del basamento cristalino, y el registro histórico de la actividad sísmica de la región.

8. RECOMENDACIONES

Colombia debe desarrollar una línea base de registro de eventos sísmicos para las zonas donde se llevará a cabo las operaciones de inyección de fluidos, donde se consideren eventos con magnitud superior a M1.5, que se consideran como valor un valor superior a la micro sismicidad esperada en un proyecto de fracturamiento hidráulico. Para ello se requiere establecer un plan para el despliegue y monitoreo de equipos sismográficos que puedan detectar el inicio de una actividad sísmica al tiempo en que se lleve a cabo una operación de fracturamiento hidráulico, de esta forma poder tomar medidas de acción, como la reducción de volumen o tasa de inyección del fluido, y de esta forma evitar eventos sísmicos de mayor magnitud.

También, se deben identificar las fallas maduras e hidráulicamente activas cercanas a la región donde se realizarán las actividades de inyección y que presenten una orientación que las haga propensas a presentar un deslizamiento ante un eventual crecimiento en la presión de poro. Una vez determinadas las fallas cercanas, se debe identificar la cercanía que tendrá la actividad de inyección con las rocas que hacen parte del basamento cristalino, que pueden pertenecer a las eras del Paleozoico o del Precámbrico, mediante una línea base de la profundidad que tienen las rocas del basamento a lo largo de la cuenca del Valle Medio del Magdalena y las demás cuencas con potencial en yacimientos no convencionales.

BIBLIOGRAFÍA

- ADDISON, Velda. Report shows more Unconventional Potential in Anadarko Basin. [En línea]. Estados Unidos: HARTENERGY. (Recuperado en 11 viernes 2019.) Disponible en <https://www.hartenergy.com/exclusives/report-shows-more-unconventional-potential-anadarko-basin-31742>
- BRUDZINSKI, Michael y KOZŁOWSKA, Maria. Seismicity induced by hydraulic fracturing and wastewater disposal in the Appalachian Basin, USA: a review En: Acta Geophysica. Febrero, 2019, vol. 67, no.1., p. 351-364.
- BRUNE, James. Seismic moment, seismicity, and rate of slip along major fault zones. En: Journal of Geophysical Research, enero, 1968, Vol. 73. No.2., p. 777-784.
- CAVERO, Cristina. Análisis de métodos para la predicción de presión de poros aplicado a la estabilidad de pozos de perforación petrolera. [En línea]. Lima: Universidad Ricardo Palma. 2010. (Recuperado en 19 septiembre 2019.) Disponible en <http://repositorio.urp.edu.pe/handle/urp/122>
- FAN, Zhiqiang; EICHHUBL, Peter y GALE, Julia. Geomechanical analysis of fluid injection and seismic fault slip for the Mw4.8 Timpson, Texas, earthquake sequence. En: JGR Solid Earth. Abril, 2016, vol. 121, no. 4., p. 2798–2812.
- FAYETTEVILLE SHALE [En línea]. Halliburton. (Recuperado en 09 de marzo 2019.) Disponible en <https://www.halliburton.com/en-US/ps/solutions/unconventional-resources/shale-gas-oil/shale-plays/fayetteville-shale.html>
- FROHLICH, Cliff, et al. Dallas-Fort Worth earthquakes coincident with activity associated with natural gas production. En: The Leading Edge. Marzo, 2010, vol. 29, no.3., p. 4.
- FROHLICH, Cliff, et al. The 17 May 2012 M4.8 earthquake near Timpson, East Texas: An event possibly triggered by fluid injection. En: Geophysical Research Solid Earth. Enero, 2014, vol 119, p. 581–593.
- FROHLICH, Cliff. (2002). Texas earthquakes. [En línea]. Texas: University of Texas. 2002. (Recuperado en 08 marzo 2019.) Disponible en <http://www-udc.ig.utexas.edu/external/TXEQ/>
- GIORDANI, Claudio y LANZONE, Gustavo. Alteración de Rocas. En: Geología aplicada a la ingeniería civil y al medio ambiente. [En línea]. Rosario: Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Rosario. (Recuperado en 10 julio 2019.) Disponible en https://www.frro.utn.edu.ar/repositorio/catedras/civil/3_anio/geologia/files/U1-INTRODUCCION%20A%20LA%20GEOLOG%C3%8DA.pdf
- GRANATH, James. Structural evolution of the Ardmore Basin, Oklahoma: Progressive deformation in the foreland of the Ouachita collision. En Tectonics, Octubre 1989, Vol. 8, no.5. p. 1015–1036.
- HARPER, John. The Geology Of Pennsylvania: Pennsylvania Bureau Of Topographic & Geologic Survey And Pittsburgh Geological Society. En Shultz,

1999, p. 108-127.

HERRMANN, Robert. Computer programs in seismology: An evolving tool for instruction and research, *Seismology*. Estados Unidos: Research Letter, 2013. P. 1081-1088.

HORNBACH, Mathew, et al. Causal Factors for Seismicity Near Azle, Texas. En: *Nature Communications*. Abril, 2015, vol. 6.

HORTON, Stephen. Disposal of hydrofracking waste fluid by injection into subsurface aquifers triggers earthquake swarm in central Arkansas with potential for damaging earthquake. En: *Seismological Research Letters*. 2012, vol. 83, no. 2., p. 250–260.

HUBBERT, King y RUBEY, William. Role of fluid pressure in mechanics of overthrust faulting: 1. Mechanics of fluid-filled porous solids and its application to overthrust faulting. En: *Bulletin Of The Geological Society of America*. 1959, Vol. 70, p, 115-166.

HULSEY, B. J.; CORNETTE, Brian y PRATT, David . Surface microseismic mapping reveals details of the Marcellus shale. [En línea]. Society of Petroleum Engineers, Eastern Regional Meeting. Morgantown, West Virginia: Society of Petroleum Engineers. 2010. (Recuperado en 12 septiembre 2019.) Disponible en http://www.microseismic.com/wp-content/uploads/2017/07/2010-SPE_Surface_Microseismic_Mapping_Reveals_Marcellus_Shale.pdf

JUSTINIC, Ashley, et al. Analysis of the Cleburne, Texas, earthquake sequence from June 2009 to June 2010. En: *Bulletin of the Seismological Society of America*. 2013, vol.103, no. 6., p. 3 3083–3093

KELLER, George, et al. The role of rifting in the tectonic development of the midcontinent, U.S.A. En *Developments in Geotectonics*, 1983, Vol. 19. p. 391–412.

LOUCKS, Robert. Review of the Lower Ordovician Ellenburger Group of the Permian Basin, west Texas. Bureau of Economic Geology. Austin: The University of Texas at Austin. Jackson School of Geosciences, 2008, 1-8p.

MAHDI, Hanan, et al. Induced Seismicity of Central Arkansas. International Geophysical Conference and Oil & Gas Exhibition, 2012: Estambul, Turquía). Estambul: University of Arkansas, 2012.

MAHLON, Ball; MITCHELL, Henry y SHERWOOD, Frezon. Petroleum Geology of the Anadarko Basin Region, Province (115), Kansas, Oklahoma, and Texas. En: U.S. Geological Survey. 1991

MARTINEAU, David. History of the Newark East field and the Barnett Shale as a gas reservoir. En: *AAPG Bull.* 2007, vol. 91, no.4., p. 399–403

MCMAHON, Nicol, et at. Spatiotemporal evolution of the 2011 Prague, Oklahoma, aftershock sequence revealed using subspace detection and relocation. En: *Geophysical Research Letter*. Julio, 2019, vol. 44, no. 7., p. 7149-7152.

McNAMARA, Daniel, et al. Efforts to monitor and characterize the recent increasing seismicity in central Oklahoma. En: *The Leading Edge*. Junio, 2015, vol. 34, no. 6., p. 5.

MEDINA, Alicia, et al. Determinación del periodo de recurrencia y magnitud máxima para el control de las estructuras en el rango elástico ante un sismo asociado a las fallas inversas de Quito. En: Revista Internacional de Ingeniería de Estructuras, octubre de 2014, Vol. 19, no. 2. p. 203-221.

MONTGOMERY, Scott, et al. Mississippian Barnett Shale, Fort Worth basin, north-central Texas: Gas-shale play with multi-trillion cubic foot potential. En: AAPG Bulletin. Febrero, 2005, vol. 89, no. 2., p 165–175.

NEGUS-DEWYSS, Jane. The eastern Kentucky gas field: A geological study of the relationship of oil shale gas occurrence to structure, stratigraphy, lithology, and inorganic geochemical parameters. Disertación Ph.D. Morgantown: Universidad West Virginia. p. 199.

OnePetro. What is OnePetro? [En Línea]. (Recuperado en 18 febrero 2019.) Disponible en: <https://www.onepetro.org/static-pages/about>.

POLLASTRO, Richard, et al. Geologic framework of the Mississippian Barnett Shale, Barnett-Paleozoic total petroleum system, Bend Arch-Fort Worth Basin. En: Texas. AAPG. 2007. Bulletin 91.

RALEIGH, Charles; HEALY, James y BREDEHOEFT, John. An experiment in Earthquake Control at Rangely, Colorado. En: Science, marzo 1976, Vol. 191. p. 1230-1237.

ROEN, John y WALKER, Brian. Appalachian Oil and Natural Gas Research Consortium. Morgantown: West Virginia Geological and Economic Survey, 1996. p. 201.

ROEN, John y WALKER, Brian. The atlas of major Appalachian gas plays. En: West Virginia Geological and Economic Survey Publication. 1996, vol. 2, p. 20.

RYDER, Robert, et al. (2008). Geologic Cross Section E–E' through the Appalachian Basin from the Findlay Arch, Wood County, Ohio, to the Valley and Ridge Province, Pendleton County, West Virginia. En: Geological Survey Scientific Investigations Map. 2018.

UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION. Class II Oil and Gas Related Injection Wells. [En línea]. Estados Unidos de América: Underground Injection Control (UIC). (Recuperado en junio de 2019). Disponible en <https://www.epa.gov/uic/class-ii-oil-and-gas-related-injection-wells>

UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION. Safe Drinking Water Act (SDWA). [En línea]. Estados Unidos de América: Underground Injection Control (UIC). (Recuperado en: junio de 2019). Disponible en: <https://www.epa.gov/sdwa>

UTICA SHALE PLAY GEOLOGY REVIEW. [En línea]. Administración de Información Energética de Estados Unidos. (Recuperado en 18 febrero 2019.) Disponible en https://www.eia.gov/maps/pdf/UticaShalePlayReport_April2017.pdf

WALDHAUSER, Felix. hypoDD—A program to compute double-difference hypocenter locations. Estados Unidos: US Geological Survey, 2001. p. 25.

WONG, Ivan, et al. Induced Seismicity and Traffic Light Systems as Related to Hydraulic Fracturing in Ohio. Oakland: URS Corporation. Julio, 2015.

YECK, William, et al. Far-field pressurization likely caused one of the largest injection induced earthquake by reactivating a large preexisting basement fault

structure. En: AGU Publications. Septiembre, 2016, vol. 41, no. 19., p. 198-207.

YECK, William. et al. Oklahoma experiences largest earthquake during ongoing regional wastewater injection Hazard mitigation efforts. En: AGU Publications, Geophysical Research Letters. Enero, 2017, vol. 44, no. 2., p. 711-717.

YOON, Clara; ELLSWORTH, William y Beroza, Gregory. Seismicity during the initial stages of the Guy-Greenbrier, Arkansas, earthquake sequence. En: Journal of Geophysical Research: Solid Earth. Noviembre, 2017, vol.122, no. 11., p. 9253–9274.

ZOBACK, Mark y HARRIES, Hans. Injection-induced earthquakes and crustal stress at 9 km depth at the KTB deep drilling site. En: Journal Geophysic. Resolution, 1997.

ZOBACK, Mark. Reservoir Geomechanics. [En línea]. Estados Unidos de América: Department of Geophysics, Stanford University. 2017. (Recuperado en 02 marzo 2019.) Disponible en <https://lagunita.stanford.edu/courses/course-v1:EarthSciences+ResGeo202+Spring2019/about>

ZOBACK, Mark. Stress field constraints on intraplate seismicity in eastern north America. Estados Unidos: Journal of Geophysical Research – Solid Earth, 1992. p. 97.

ELLSWORTH, William. Injection Induced Earthquake. [En línea]. Science. 2013. Estados Unidos de América: Universidad de Stanford. 2013. (Recuperado en 10 enero 2019.) Disponible en <https://scits.stanford.edu/ellsworth-w-2013-injection-induced-earthquakes-science-341-doi-101126science1225942>

FIELDING, Eric. et al. Surface Deformation of North-Central Oklahoma Related to the 2016 Mw 5.8 Pawnee Earthquake from SAR Interferometry Time Series. En: Seismological Research Letters. Agosto, 2017, vol. 88, no. 4., p. 978-982.

FROHLICH, Cliff y BRUNT, Michael. Two-year survey of earthquakes and injection/production wells in the Eagle Ford Shale, Texas, prior to the Mw4.8 20 October 2011 earthquake. En: Earth and Planetary Science Letters. Octubre 2013, vol. 379, no. 1., p. 56-63.

, Cliff, et al. The Dallas–Fort Worth Earthquake Sequence: October 2008 through May 2009. En: Bulletin of the Seismological Society of America. 2011, vol. 101, no. 1., p. 330-332.

ADUSHKIN, Vitaly, et al. Seismicity in the oilfield. En: Oilfield Review, Neftegasovoye Obozreniye, enero, 2000, Vol. 5 no.1., p. 12-15.

AGU PUBLICATIONS. [En línea]. PennState University Libraries. (Recuperado en 18 febrero 2019.) Disponible en <https://libraries.psu.edu/databases/psu01227>

AGUIAR, Roberto. Espectros de control para ciudad de Quito. Monografías de Ingeniería Sísmica. Quito: A.H. Barbat, 2015, p. 14.

Arbuckle AOI Wells - 1012D Reported Volumes, weekly reports of daily volumes of all Arbuckle disposal wells in the Area of Interest for Triggered Seismicity, submitted by operators via the OCC efile system. [En línea]. Oklahoma: Oklahoma corporation commission. 2018. (Recuperado en 12 septiembre 2019.) Disponible en <http://www.occeweb.com/og/ogdatafiles2.htm> .

BALLESTEROS, Carlos A; PARRA, Joulin A. Estudio estratigráfico secuencial

para la formación La Luna en el costado oriental del Valle Medio del Magdalena: una visión exploratoria de hidrocarburos no convencionales. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander. Septiembre de 2012, p. 44.

BAPTIE, Brian, SEGOU, Margarita y ELLEN, Rachel. Unconventional Oil and Gas Development: Understanding and Monitoring Induced Seismic Activity. En: British Geological Survey Open Report, noviembre 2016, p.86.

BARANOSKI, Mark. Structure contour map on the Precambrian unconformity surface in Ohio and related basement features. [En línea]. Report, Division of Geological Survey. 2002. Nbnv (Recuperado en 13 mayo 2019.) Disponible en <http://www.dnr.state.oh.us/Portals/10/pdf/mappg23.pdf>

BARBOUR, Andrew. Wastewater disposal and the earthquake sequences during 2016 Near Fairview, Pawnee, and Cushing, Oklahoma. En: AGU Publications, Geophysical Research Letters. Septiembre, 2017, vol. 44, no. 18., p. 9330-9336.

BARLA, Giovanni. Rock Mechanics and Rock Engineering. Vienna: Springer Vienna, Vol 52, 2012, p. 56.

BIBLIOTECA UIS. Acceso remoto. Disponible en: tangara.uis.edu.co.

CARDOTT, Brian. Woodford Shale: From Hydrocarbon Source Rock to Reservoir. Oklahoma: The American Association of Petroleum Geologists, 2013.

CARR, Jerry; McGOVERN, Harold y GOGEL, Tony. Geohydrology of and potential for fluid disposal in the Arbuckle Aquifer in Kansas. En: U.S. Geological Survey. 1986, vol, 101, p. 86-491.

CASTLE, James. Appalachian basin stratigraphic response to convergent-margin structural evolution. Estados Unidos: Basin Research, 2001. p. 397–418.

CENTRO SISMOLÓGICO NACIONAL DE CHILE. Fórmulas para estimar la magnitud de un sismo. [En línea]. Chile: Universidad de Chile, 2016. [Recuperado en 17 de mayo de 2019]. Disponible en <http://www.csn.uchile.cl/formulas-para-estimar-la-magnitud/>.

CHEN, Xiaowei. et al. The Pawnee earthquake as a result of the interplay amount injection, faults and foreshocks. En: Scientific Reports. Julio, 2017, vol.7, p. 4960-4962.

COOK, John, et al. Las rocas importan: realidades de la geomecánica. En: Oilfield review, Schlumberger. Diciembre de 2007. p. 2.

CURRIE, Brian, et al. Seismicity induced by wastewater injection in Washington County, Ohio: Influence of preexisting structure, regional stress regime, and well operations. En: Journal of Geophysical Research: Solid Earth. Marzo, 2018, vol. 123, no.5., p. 4143-4146.

DETOURNAY, Emmanuel; CHENG, Alexander. Fundamentals of Poroelasticity in Comprehensive Rock Engineering: Principles. En: Practice and Projects, 1993, Vol.2, p. 113-171.

EARTH CHANGES MEDIA. [En línea]. Fracking confirmed as cause of rare ‘felt’ earthquake in ohio (Recuperado en 18 febrero 2019.) Disponible en <https://www.earthchangesmedia.com/fracking-confirmed-as-cause-of-rare-felt-earthquake-in-ohio>.

EFRON, Bradley. Bootstrap methods: Another look at the jackknife. En The annals

of Statics. Enero, 1979, vol. 7, no.1. p. 1-26.

EKSTRÖM, Goran; NETTLES, Meredith y DZIEWONSKI, Adam. The global CMT project 2004–2010: Centroid-moment tensors for 13,017 earthquakes. En: Physics of The Earth and Planetary Interiors. Junio, 2012, vol. 101, p- 200–201.

ELLSWORTH, W.L. Injection – Induced Earthquake. California, julio de 2013. Science vol. 341, p. 142-150.

ESPÍNDOLA, V. H., PÉREZ, X. ¿Qué son los sismos, dónde ocurren y cómo se miden?. Julio-septiembre de 2018. México. Ciencia, volumen 69, N 3., p. 8.

ESPÍNDOLA, Victor y PÉREZ, Xyoli. ¿Qué son los sismos, dónde ocurren y cómo se miden?. En: Ciencia , Julio-septiembre de 2018, Vol. 69 no. 3., p. 8-15.

FILER, John. Stratigraphic evidence for a Late Devonian possible back-bulge basin in the Appalachian basin. Estados Unidos: Basin Research, 2003. P. 417-429.

FRACKING LINKED TO MORE OHIO EARTHQUAKES. [En línea]. Live Science. (Recuperado en 20 febrero 2019.) Disponible en <https://www.livescience.com/48294-fracking-caused-ohio-earthquakes.html>

FRIBERG, Paul; BESANA-OSTMAN, Blenda y DRICKER, Ilya. Characterization of an earthquake sequence triggered by hydraulic fracturing in Harrison County, Ohio. Ohio, noviembre-diciembre de 2014. Seismol Res Lett, vol. 85., p. 1295–1307.

FRIBERG, Paul; BESANA-OSTMAN, Glenda y DRICKER, Ilya. Characterization of an Earthquake Sequence Triggered by Hydraulic Fracturing in Harrison County, Ohio. Estados Unidos: Seismological Research Letters, 2014. p. 1295-1307.

FROHLICH, Cliff, et al. A Historical Review of Induced Earthquakes in Texas. En: Seismological Research Letters. Julio, 2016, vol. 87, no. 4., p. 1022-1038.

FROHLICH, Cliff. Two-year survey comparing earthquake activity and injection-well locations in the Barnett Shale, Texas. En: Proc Natl Acad Sci. Agosto, 2012, vol.109, no. 35., p. 1392–1393.

GEOLOGIC PLAY BOOK FOR UTICA SHALE APPALACHIAN BASIN EXPLORATION . [En línea]. West Virginia geological and economic survey. (Recuperado en 01 de marzo 2019.) Disponible en <http://www.wvgs.wvnet.edu/utica/playbook/docs/3.0%20LITHOSTRATIGRAPHY.pdf>

GOEBEL, Thomas, et al. The 2016 Mw5.1 Fairview, Oklahoma earthquakes: Evidence for long-range poroelastic triggering at >4 km from fluid disposal wells. En: Earth and Planetary Science Letters. Agosto, 2017, vol. 472, no.50., p. 1-11.

GUGLIELMI, Yves. et al. Seismicity triggered by fluid injection-induced aseismic slip. 2015. En: Science, Junio, 2015, Vol. 348. p. 1224-1226.

HANSEN, Michael. Earthquakes in Ohio. [En línea]. Report, Division of Geological Survey. Columbus: 2010. (Recuperado en 06 abril 2019.) Disponible en <http://www.dnr.state.oh.us/Portals/10/pdf/EL/el09.pdf>

HANSEN, Mikkel y RUFF, Larry. The Ohio seismic network Estados Unidos: Research Letter, 2003, Vol. 74, no.5. p. 561–564.

HARLTON, Bruce. Tectonic framework of Eola and Southeast Hoover oil fields

and West Timbered Hills area, Garvin and Murray counties, Oklahoma. En Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists, 1964, Vol. 48, no. 9. p. 1555–1567.

HARPER, John y LAUGHREY, Christopher. Geology of oil and gas fields of southwestern Pennsylvania. Harrisburg: Mineral Resource Report, 1987. p. 148-166.

HAVSKOV, Jens y LIRNERT, Barry. A computer program for locating earthquakes both locally and globally. Estados Unidos: Research Letter, 1995. p. 26-36

HAVSKOV, Jens y OTTEMÖLLER, Lars. SeisAn Earthquake analysis software. Estados Unidos: Research Letter, 1999.

HEIDBACH, Oliver, et al. The World Stress Map database release. [En línea]. World Stress Map. Estados Unidos. 2016. (Recuperado en 02 Julio 2019.) Disponible en <http://dataservices.gfz-potsdam.de/wsm/showshort.php?id=escidoc:1680890>

HOLLAND, Austin. Earthquakes Triggered by Hydraulic Fracturing in South-Central Oklahoma. En Bulletin of the Seismological Society of America, 2013, Vol. 13. p. 1784-1792.

HOLLAND, Austin. Examination of Possibly Induced Seismicity from Hydraulic Fracturing in the Eola Field, Garvin, County, Oklahoma. En Oklahoma Geological Survey, 2011. p. 18-25.

HUFFMAN, Curtis. Middle Pennsylvanian tectonics of the conterminous United States. Denver: US Geological Survey, 2003. p.73-85. (EPM Special Publication). ISBN 1-56576-085-94

INSTITUTO ARGENTINO DEL PETROLEO Y DEL GAS (IAPG). El abecé de los hidrocarburos en reservorios no convencionales. Buenos Aires: GuttenPress, 2015. p. 3-5.

JACKSON, Martin. Fault Tectonics of the East Texas Basin. Austin: The University of Texas at Austin, Bureau of Economic Geology. 1992. p. 23. ISSN 2475-3637

JUSTINIC, Ashley; STUMP, Brian; HAYWARD, Chris y FROHLICH, Cliff. Analysis of the Cleburne, Texas, earthquake sequence from June 2009 to June 2010. Texas, diciembre de 2013. Bull. Seismol. Soc. Am. Vol. 103., p. 3083–3093.

KELLER, G. R.; LIDIAK, E. G.; HINZE, W. J. y BRAILE, L. W. The role of rifting in the tectonic development of the midcontinent, U.S.A., 1983. Tectonophysics, vol. 94., p. 391–412.

KERANEN, Katie. et al. Potentially induced earthquakes in Oklahoma, USA: Links between wastewater injection and the 2011 MW 5.7 earthquake sequence. En: Geology, 2013, Vol. 41. p. 699-702.

KIM, Won-Young. Induced seismicity associated with fluid injection into a deep well in Youngstown, Ohio. En JGR Solid Earth, Julio 2013, Vol.118. p. 3506–3518.

KOZŁOWSKA, María, et al. Maturity of nearby faults influences seismic hazard from hydraulic fracturing. Estados Unidos: Proceedings of the National of Science of the United States of America, 2018.

[MANNING, Melissa. New Kind of Oklahoma Land Rush—Anadarko Basin's Unconventional Reserves Estimated to be 16 Billion Barrels of Oil, 200 TCF Gas,](#)

IHS Markit Says. Houston: IHS MARKIT, 2019. (Recuperado en 10 enero 2019.) Disponible en (<https://news.ihsmarkit.com/press-release/energy/new-kind-oklahoma-land-rush%25E2%2580%2594anadarko-basins-unconventional-reserves-estimated-b>).

McGARR, Arthur y BARBOUR, Andrew. Waste water disposal and the earthquake sequence during 2016 near Fairview, Pawnee, and Cushing, Oklahoma. En: Geophysical Research Letters, 2017, Vol.44. p. 9333-9335.

MEDINA, A. R. et al. Determinación del periodo de recurrencia y magnitud máxima para el control de las estructuras en el rango elástico ante un sismo asociado a las fallas inversas de Quito. Quito, octubre de 2014. Revista Internacional de Ingeniería de Estructuras, Vol. 19, 2., p. 213(1)-221.

MENDOZA, Avith. Estudio de la estabilidad del valor b para regiones sismotectónicas de México. Tesis de Maestro en Ciencias de la Tierra. México: Universidad Autónoma de México. Programa de Posgrados en Ciencias de la Tierra. Febrero, 2012, p. 5.

MORRIS Alan, et al. (2017) Lessons learned from the Youngstown, Ohio induced earthquake sequence January 2011 to January 2012. En: Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering. Octubre, 2017, vol. 9, no.5., p. 783-796.

NEGUS-DEWYSS, J; The eastern Kentucky gas field: A geological study of the relationship of oil shale gas occurrence to structure, stratigraphy, lithology, and inorganic geochemical parameters: Ph.D. dissertation. West Virginia, 1979., p. 199.

OBACK, Mark, et al. Estimation of the complete stress tensor to 8 km depth in the KTB scientific drill holes: Implications for crustal strength. En: Journal of Geophysical Research. 1997, vol. 102, no. B8., p.453-458.

OHIO DEPARTMENT OF NATURAL RESOURCES. Preliminary report on the Northstar 1 class II injection well and the seismic events in the Youngstown Ohio, area. [En línea]. Ground Water Protection Council. 2013. (Recuperado en 12 mayo 2019.) Disponible en http://www.gwpc.org/sites/default/files/event-sessions/Tomastik_Tom2_0.pdf

OTIENO, Paul; DESHON, Heather y HORNBACH, Mathew. The Dallas-Fort Worth Airport Earthquake Sequence: Seismicity Beyond Injection Period. En: Journal of Geophysical Research: Solid Earth. Enero, 2018, vol. 123, no.2., p. 3.

PARRA, Humberto; Metodología para el cálculo de la Peligrosidad Sísmica en el Ecuador y cálculo del riesgo sísmico en Quito, Tesis Doctoral. Madrid: Universidad Politécnica de Madrid. 2014. p.70.

PETERIE, Shelby, et al. Earthquakes in Kansas induced by extremely Far-Field pressure diffusion. En: Geophysical Research Letters. Febrero, 2018, Vol. 45., p.1395-1401.

PORTER, David; CRADICK, Christi y SITTON, Ryan. Railroad Commission of Texas: Oil and Gas Docket. [En línea]. Texas: Leading Texas Energy. 2015. (Recuperado en 10 mayo 2016.) Disponible en <http://www.rrc.state.tx.us/media/31023/09-96411-sho-pfd.pdf>

QUINLAN, Garry y BEAUMONT, Christopher. Appalachian thrusting, lithospheric flexure, and the Paleozoic stratigraphy of the Eastern Interior of North America. Calgary: Canadian Journal of Earth Sciences, 1984. P. 973-996.

RAILROAD COMMISSION OF TEXAS. Considering whether operation of the Enervest Operating LLC, is causing or contributing to seismic activity in the vicinity of Reno, Parker County, Texas: TXO. Texas, 2015. Exhibit No. 18.

RALEIGH, C. B., HEALY, J. H. BREDEHOEFT, J. D. (1976). An experiment in Earthquake Control at Rangely, Colorado. *Science*, 191. 1230(1)-1237. Fecha: 26 de marzo de 1976.

REASENBERG, Paul. y SIMPSON, Robert. Response of regional seismicity to the static stress change produced by the Loma Prieta earthquake. En: *Science*. 1992, vol. **255**, p.1687–1690

ROEN, J. B.; WALKER, B. J. The atlas of major Appalachian gas plays. Morgantown, WV, West Virginia, 1996. Geological and Economic Survey Publication 25., p. 201.

RYDER, Robert, et al. Evidence for Cambrian petroleum source rocks in the Rome trough of West Virginia and Kentucky, Appalachian basin. [En línea]. U.S. Geological Survey Professional. Estados Unidos: USGS Open-File Report 2005–1443. 2014. (Recuperado en 01 septiembre 2019.) Disponible en <http://dx.doi.org/10.3133/pp1708G.8>

SKOUMAL, Robert; BRUDZINSKI, Michael R. y CURRIE, Brian. Earthquakes Induced by Hydraulic Fracturing in Poland Township, Ohio. En: Bulletin of the Seismological Society of America. Febrero, 2015. Vol. 105, No. 1.

SKOUMAL, Robert; BRUDZINSKI, Michael R; CURRIE, Brian y LEVY, Jonathan. Optimizing multi-station earthquake template matching through re-examination of the Youngstown, Ohio sequence. En: Earth and Planet Science Letters, vol. 405, no. 1. p. 274-280.

SKOUMAL, Robert; BRUDZINSKI, Michael y CURRIE, Brian. Distinguishing induced seismicity from natural seismicity in Ohio: demonstrating the utility of waveform template matching. En Solid Earth. Agu Publications. Mayo, 2015.

SKOUMAL, Robert; BRUDZINSKI, Michael y CURRIE, Brian. Proximity of Precambrian basement affects the likelihood of induced seismicity in the Appalachian, Illinois, and Williston Basins, central and eastern United States. En: Geosphere, 2018, Vol.14, no.3., p. 1365–1379.

SNEE, Jens-Erick y ZOBACK, Marck. State of stress in the Permian Basin, Texas and New Mexico: implications for induced seismicity. En: The Leading Edge. Febrero, 2018, Vol. 37 no. 2., p. 127–134.

SULLIVAN, Charlotte, et al. Application of new seismic attributes to collapse chimneys in the Fort Worth Basin. En: Geophysics. Julio, 2006, vol. 71, no. 4., p. 1JA-Z75.

SUN, Xiadan y HARTZELL, Stephen. Finite-fault slip modelo f the 2011 Mw 5.6 Prague, Oklahoma from regional waves form. En: AGU Publications. Geophysical Research Letters. Junio, 2014, vol. 41, no.12., p 4207-4213.

THE ACADEMY OF MEDICINE ENGINEERING AND SCIENCE OF TEXAS.

Environmental and Community Impacts of Shale Development in Texas. Austin: The Academy of Medicine, Engineering and Science of Texas. 2017. p. 16

TRIYANA, Yanyan. Characterization of Rodessa Formation Reservoir (Lower Cretaceous) in Van Field, Van Zandt County, Texas. Tesis Master en Ciencias. Oklahoma: Texas A&M University. Departamento de Geología. 2003. 8-10p.

UNITED STATES ENVIRONMENTAL PROTECTION. Class II Oil and Gas Related Injection Wells. (En línea). Underground Injection Control (UIC).

VADILLO, Lucas, et al. Revisión de la casuística sobre sismicidad inducida por producción y almacenamiento de hidrocarburos. En: Boletín Geológico y Minero. 2017. p. 241-250.

VELOZ, María. et al. Reducción de Fe presente en arcillas caoliníticas. En: Tópicos de Investigación en Ciencias de la Tierra y Materiales, septiembre, 2016, Vol.3, p. 2016-215.

WALDHAUSER, F; hypoDD—A program to compute double-difference hypocenter locations. Ohio, 2001. U.S. Geol. Surv. Open-File Rept. 01-113., p. 25.

WALSH, Rall y ZOBACK, Mark. Oklahoma's recent earthquakes and saltwater disposal. En: Science Advances, Seismology. Junio, 2015, Vol. 1., p. 1-9.

WANG, Herbert. Theory of linear poroelasticity with applications to geomechanics and hydrogeology. New York: Princeton University Press, 2000. p. 69. ISBN 0691037469.

WONG, I. NEMSER, E; BOTT, J; DOBER, M; Induced Seismicity and Traffic Light Systems as Related to Hydraulic Fracturing in Ohio. URS Corporation. Julio, 2015.

WOODFORD SHALE . [En línea]. Halliburton. (Recuperado en 01 de marzo 2019.) Disponible en <https://www.halliburton.com/en-US/ps/solutions/unconventional-resources/shale-gas-oil/shale-plays/woodford-shale-a-complex-oil-and-gas-play.html>

ZOBACK, M. D; and HARJES, H.P; Injection-induced earthquakes and crustal stress at 9 km depth at the KTB deep drilling site. Germany, 1997. Journal Geophys. Res., vol. 18., p. 477(1)–491.

ZOBACK, M.L. Stress field constraints on intraplate seismicity in eastern north America. J Geophys Res Solid Earth. 1992;97:11761–11782.