

Selección de la trayectoria de desviación de pozos horizontales para yacimientos no convencionales a partir de la determinación de propiedades geomecánicas

Jennifer Yuliana Arias Gelves

Trabajo de Grado para Optar el título de Ingeniero de Petróleos

Director

Diego Armando Vargas Silva

MSc. Geofísica

Codirector

Reinel Corzo Rueda

MSc. Ingeniería de Hidrocarburos

Oscar Javier Acevedo Quintero

Geólogo

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físicoquímicas

Escuela de Ingeniería de Petróleos

Bucaramanga

2020

**Dedicatoria**

A Dios y a la vida por las oportunidades.  
A mi madre, María Inelda Gelves Díaz por su amor y apoyo incondicional.

### **Agradecimientos**

Expreso mis agradecimientos sinceros a las siguientes personas:

A mi madre, María Inelda Gelves y mi hermano, Luismar Daniel Carrillo por ser mi fortaleza, mi ancla y el motor de mi vida.

A mi familia Gelves, especialmente a mi tío Daniel por su ejemplo y motivación constante; también a mis tíos y primos por su manifiesta confianza en mí.

A mis abuelos, Rosalina Díaz y Antonio Gelves por su compañía, amor y oración diaria.

A mi familia Arias, especialmente a mi papá por su apoyo y alegría, a mi nona y mis tíos por su cariño y buenos deseos.

A Anthony por ser el mejor compañero de vida durante este proceso, gracias por cada palabra, por escucharme y motivarme a dar siempre lo mejor de mí.

A mis amigos, las personas más extraordinarias que la Universidad me pudo regalar para compartir mi carrera, Geovanny, Camila y Geraldine, gracias por crecer conmigo en amistad, conocimiento y sabiduría.

A mi alma mater, la gloriosa Universidad Industrial de Santander por la oportunidad de prepararme en su campus, con excelentes docentes y un ambiente motivador y acogedor.

A mi director y codirectores de tesis, por su paciencia, compromiso, acompañamiento y enseñanzas que nos llevaron a obtener la nota máxima en nuestro proyecto de investigación.

Al Grupo de Investigación de Estabilidad de Pozo, especialmente a la ingeniera Zuly, por su voto de confianza y por enseñarme que siempre hay un mundo de oportunidades para aprovechar.

Al Instituto Colombiano del Petróleo por abrirme sus puertas para desarrollar mi trabajo de grado con el apoyo de grandes profesionales que guiaron mi proceso.

**Tabla de Contenido**

	Pág.
Introducción .....	12
1. Objetivos .....	13
1.1 Objetivo General .....	13
1.2 Objetivos Específicos.....	13
2. Marco teórico .....	14
2.1 Yacimientos no convencionales .....	14
2.1.1 Yacimientos tipo Shale gas/oil.....	15
2.2 Shale gas y shale oil a nivel mundial .....	17
2.3 Shale gas/oil en el Valle Medio del Magdalena, Colombia.....	18
2.4 Modelo geomecánico en yacimientos no convencionales .....	21
2.4.1 Ventana operacional.....	21
2.4.2 Análisis polar de peso crítico de lodo .....	25
3. Marco referencial .....	26
3.1 Cuenca Sichuan .....	26
3.1.1 Caso de estudio 1. ....	27
3.1.2 Caso de estudio 2. ....	30
3.1.3 Caso de estudio 3. ....	39
4. Metodología propuesta.....	42

Parte 1: Información requerida.....	44
Parte 2: Diseño de trayectorias.....	45
Parte 3: Análisis geomecánico .....	47
5. Aplicación de la metodología y resultados. ....	47
5.1 Discusión.....	61
6. Conclusiones .....	61
Recomendaciones.....	62
Bibliografía .....	63

**Lista de Tablas**

Tabla 1. Propiedades petrofísicas de rocas generadoras del VMM. _____	19
Tabla 2. Riesgos identificados en la perforación de pozos en el shale Longmaxi en Sichuan. _	30
Tabla 3. Diseños de pozos horizontales _____	45
Tabla 4. Descripción petrográfica de la formación de interés. _____	51
Tabla 5. Rosetas de análisis polar al colapso. _____	55
Tabla 6. Rosetas de análisis polar a la iniciación de fracturas. _____	56

### Lista de Figuras

Figura 1. Afloramiento de shale laminado. Hemphill, T. (2012) .....	16
Figura 2. Mapa de recursos de shale gas y shale oil a nivel mundial. EIA, (2013).....	17
Figura 3. Cuenca del Valle Medio del Magdalena. ....	18
Figura 4. Columna estratigráfica del Valle Medio del Magdalena. Barrero, D., Pardo, A., Vargas, C., & Martínez, (2007).....	20
Figura 5. Ventana segura de perforación para un shale inestable en el Mar del Norte. Hemphill, T. (2012). ....	22
Figura 6. Parámetros geomecánicos en un pozo al sur de Iraq. Abbas, Alhussainy, Abdul Hussien, & Flori, (2019). ....	23
Figura 7. Ventana operacional de un pozo vertical que atraviesa zonas shale y no shale. Abbas et al., (2019).....	24
Figura 8. Ejemplo de carta polar de peso crítico de lodo, Grimaldo & Lopez, (2019). ....	25
Figura 9. Mapa de la cuenca Sichuan, China. Gui, Wang, Bordoloi, & Ong, (2019) .....	26
Figura 10. Ejemplo de pozo horizontal perforado en la formación Longmaxi. Gui et al.,(2019)	27
Figura 11. Relación entre el módulo de Young estático y el UCS en la formación de Longmaxi (línea roja) y en un shale normal (línea negra). Gui et al., (2019).....	28
Figura 12. Presión poro (azul), Sv (negro), Shmin (verde), SHmax (rojo) en un pozo de shale gas en la cuenca Sichuan. Gui et al., (2019) .....	29
Figura 13. Muestras fragmentadas del pozo piloto Y3 según Wang et al., (2019).....	31
Figura 14. Interpretación de registros del pozo piloto Y1según Wang et al., (2019).....	32
Figura 15. Propiedades de reservorio en el área de estudio. (a) TOC, (b) Porosidad, (c) Volumen de arcilla, (d)Gas total. Wang et al., (2019).....	33

Figura 16. Modelo de fracturas naturales en Wang et al., (2019).....	34
Figura 17. Presión de poro en el área de estudio según Wang et al., (2019) .....	34
Figura 18. Dirección del esfuerzo horizontal máximo en el área de estudio según Wang et al., (2019).....	35
Figura 19. Ventanas de peso de lodo considerando dos posiciones de aterrizaje lateral.....	36
Figura 20. Azimuts considerados para el pozo horizontal en Wang et al., (2019). .....	37
Figura 21. Análisis polar a dos profundidades del pozo piloto Y3 según Wang et al., (2019). ...	37
Figura 22. Ventanas de peso de lodo para diversos azimuts de perforación del pozo horizontal según Wang et al., (2019) .....	38
Figura 23. Registros tomados en el pozo vertical de referencia según Shen, X. (2016) .....	40
Figura 24. Información de las fracturas naturales según Shen, X. (2016).....	41
Figura 25. Relación de Poisson en la formación shale en Shen, X. (2016).....	41
Figura 26. Diagrama de la metodología propuesta para la selección de una óptima trayectoria de perforación de pozos horizontales en yacimientos no convencionales.....	43
Figura 27. Diseños de pozos horizontales con alcance corto, medio y largo según Short, J. (1993).....	45
Figura 28. Distancias recomendadas para la explotación de yacimientos no convencionales en Colombia según Tovar, E. (2019).....	46
Figura 29. Registros de las variables geomecánicas del pozo vertical de referencia. Módulo de Young (a), Presión de poro (b) y Resistencia tensil (c). .....	48
Figura 30. Registros de los aspectos geomecánicos del pozo vertical de referencia. UCS (d), Poisson (e), Biot (f) y Ángulo de fricción (g).....	49

Figura 31. Rocas generadoras tipo shale en el Valle Medio del Magdalena según Tovar, (2019).  
 ..... 50

Figura 32. Esfuerzos principales en el pozo vertical de referencia. Esfuerzo horizontal mínimo (curva azul), Esfuerzo horizontal máximo (curva verde), Esfuerzo Vertical (curva roja) ..... 52

Figura 33. Sistema de fracturas naturales en el área de interés. .... 53

Figura 34. Patrón de diseño del pozo horizontal..... 54

Figura 35. Falla cercana al pozo de referencia. .... 57

Figura 36. Azimut de los pozos horizontales propuestos. .... 58

Figura 37. Trayectorias de perforación de los pozos horizontales..... 58

Figura 38. Ventanas operacionales. Dirección 22°NE (Izquierda), Dirección 112°SE (Centro), Dirección 202°SE (Derecha). Curva de colapso (rojo), Presión de poro (azul), Gradiente de fractura (fucsia), Curva de fractura (verde). .... 59

## Resumen

**Título:** Selección de la trayectoria de desviación de pozos horizontales para yacimientos no convencionales a partir de la determinación de propiedades geomecánicas\*.

**Autor:** Jennifer Yuliana Arias Gelves\*\*

**Palabras Clave:** Geomecánica, yacimientos no convencionales, inestabilidad de pozos, ventana segura de peso de lodo de perforación.

### Descripción:

Esta investigación está enfocada en el desarrollo de los yacimientos no convencionales, específicamente en las formaciones tipo shale del Valle Medio del Magdalena y lo relacionado con la planeación de trayectorias y perforación de los pozos horizontales que serán utilizados para las posteriores etapas de fracturamiento hidráulico en el área. Perforar estos pozos con buena estabilidad del hueco y en el tiempo planeado representa un reto para la industria nacional pues las condiciones geomecánicas de las formaciones shale son complejas, razón por la cual en este trabajo de grado se realiza una revisión a nivel mundial de tres casos de estudio con problemas asociados a inestabilidad de pozos durante la perforación de yacimientos no convencionales y a partir de esta revisión se construye, propone y aplica una metodología de trabajo que se basa principalmente en la optimización del diseño de los pozos, obteniendo como resultado final y basado en el análisis geomecánico, la trayectoria de perforación más segura para navegar la formación de interés en este estudio. La metodología propuesta es aplicable a cualquier proyecto de yacimientos no convencionales de formaciones tipo shale, pero es necesario tener la información inicial, es decir los registros del pozo vertical de referencia del cual se desviará el pozo horizontal, los reportes de perforaciones previas en el área y el modelo integrado 3D con las variaciones de los parámetros geomecánicos.

---

\* Proyecto de grado

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Diego Armando Vargas Silva. M.Sc. Geofísica. Codirector: Reinel Corzo Rueda. M.Sc. Ingeniería de Hidrocarburos. Codirector: Oscar Javier Acevedo Quintero. Geólogo.

### Abstract

**Title:** Selection of the horizontal well deviation trajectory for unconventional reservoirs from the determination of geomechanical properties\*.

**Author:** Jennifer Yuliana Arias Gelves\*\*

**Keywords:** Geomechanics, unconventional reservoirs, well instability, mud weight window.

### Description:

This research is focused on the development of unconventional reservoirs, specifically in the shale type formations of the Middle Magdalena Valley and related to the trajectory planning and drilling of horizontal wells that will be used for the subsequent hydraulic fracturing stages in the area. Drilling these wells with good stability of the hole and in the planned time represents a challenge for the national industry because the geomechanical conditions of the shale formations are complex, reason why in this degree work a revision at world-wide level of three study cases with problems associated to instability of wells during the drilling of unconventional reservoirs is made and from this revision it is constructed, proposes and applies a work methodology that is based mainly on the optimization of the design of the wells, obtaining as a final result and based on the geomechanical analysis, the safest drilling trajectory to navigate the formation of interest in this study. The proposed methodology is applicable to any project of unconventional reservoirs of shale type formations, but it is necessary to have the initial information, that is to say, the logs of the vertical reference well from which the horizontal well will be deviated, the reports of previous drilling in the area and the integrated 3D model with the variations of the geomechanical parameters.

---

\* Degree Work

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Diego Armando Vargas Silva. M.Sc. Geofísica. Codirector: Reinel Corzo Rueda. M.Sc. Ingeniería de Hidrocarburos. Codirector: Oscar Javier Acevedo Quintero. Geólogo.

## Introducción

A nivel mundial la perforación de yacimientos no convencionales se caracteriza por presentar severos problemas asociados a la inestabilidad de los pozos, dentro de los eventos más reportados se pueden resaltar, las zonas con alta presión de poro, la presencia de planos de debilidad, las pérdidas de circulación en las zonas naturalmente fracturadas, las pegas de tubería debido al ángulo de inclinación y a la anisotropía de las propiedades mecánicas de las rocas y también la presencia de arcillas en las formaciones que se atraviesan; por todo lo anterior se requiere de un análisis geomecánico previo para aumentar la seguridad en estas operaciones.

En la cuenca del Valle Medio del Magdalena se cuenta con la identificación de distintas formaciones de interés no convencional para navegar horizontalmente y también, como en este caso de estudio, con la perforación ya existente del pozo vertical de referencia que será desviado para construir el pozo horizontal, sin embargo, en el país no hay experiencias en el desarrollo de estos proyectos por lo que se busca crear una base de diseño desde el punto de vista geomecánico para la planeación de las trayectorias de los pozos horizontales en formaciones shale, que además permita identificar y evitar los peligros de inestabilidad. Para lograr el objetivo se requiere de la toma y disponibilidad de registros en el pozo vertical de referencia y un mapa integrado del área de estudio que comprenda las propiedades mecánicas, el sistema de fracturas naturales y los esfuerzos in situ, con esto se construyen diversas trayectorias y para cada una de ellas se genera una ventana de lodo con el propósito de analizar la estabilidad de las formaciones perforadas en cada trayectoria desde el punto de desvío en la sección vertical hasta el punto de aterrizaje en la sección horizontal, las ventanas se comparan y al final se selecciona la trayectoria de perforación más segura.

## **1. Objetivos**

### **1.1 Objetivo General**

Seleccionar la trayectoria de perforación óptima para pozos horizontales teniendo en cuenta las variaciones de las propiedades geomecánicas en yacimientos no convencionales.

### **1.2 Objetivos Específicos**

- Revisar los aspectos geomecánicos que afectan la estabilidad de pozos horizontales y los parámetros involucrados en su perforación.
- Buscar casos de aplicación a nivel mundial de análisis geomecánico en pozos horizontales en yacimientos no convencionales.
- Analizar las propiedades geomecánicas y litológicas de las formaciones de interés en la cuenca del Valle Medio del Magdalena y los posibles problemas.
- Realizar una base de diseño para seleccionar la trayectoria de perforación de pozos horizontales en yacimientos no convencionales del Valle Medio del Magdalena que incluya posibles riesgos, direcciones, peso del lodo entre otros.

## 2. Marco Teórico

### 2.1 Yacimientos no convencionales

Los yacimientos no convencionales hacen referencia a aquellas rocas generadoras de hidrocarburo las cuales generalmente también se comportan como rocas acumuladoras debido a que tienen la capacidad de retención o a que en el tiempo geológico no se presentó el proceso de migración de los fluidos hacia una roca almacén, proceso que sí se presenta en los yacimientos convencionales. Generalmente los yacimientos no convencionales son independientes de la presencia de trampas estructurales y estratigráficas, también se caracterizan por tener pobre calidad petrofísica como bajas porosidades efectivas y bajas permeabilidades lo cual hace que el movimiento del fluido sea muy lento y, por lo tanto, se requiera del uso de altas tecnologías para que su explotación sea viable.

Según Porras, J. (2007) algunas características de los yacimientos no convencionales son:

- Gran extensión areal.
- Propiedades altamente heterogéneas.
- Permeabilidades menores a 0.1 mD.
- Rango de porosidad de 2-15%
- Presiones anómalas.
- Factor de recobro bajo.
- No se detecta trampa ni sello.
- La distribución de los fluidos no se rige por la densidad.
- Los fluidos se encuentran libres, asociados o adsorbidos.

Existen diferentes tipos de yacimientos no convencionales, dentro de los cuales se incluyen: El gas metano asociado a mantos de carbón, las arenas bituminosas, los tight gas/oil y los yacimientos tipo shale gas/oil que son el enfoque de este trabajo.

### **2.1.1 Yacimientos tipo Shale gas/oil**

El shale es una roca sedimentaria de permeabilidad extremadamente baja, sus rangos están entre 1 a 100 nanodarcys, esto debido a la buena consolidación de las partículas que la conforman, las cuales son predominantemente del tamaño de la arcilla y el limo, es decir según Ruiz, M. (2013) de 0,06 a 0,004 mm.

A pesar de la baja permeabilidad los yacimientos tipo shale se caracterizan por contener suficiente materia orgánica para generar hidrocarburos por efectos de la presión, la temperatura, el tiempo y la quimio-génesis.

Según Ruiz, M. (2013) el gas y aceite están contenidos en los espacios porosos y en las fracturas de la roca, también se encuentran adheridos en sitios activos de la superficie, es decir, en la materia orgánica contenida en el shale. En conjunto, esta combinación de gas intersticial y gas adsorbido conforma el contenido de gas total de un shale, es decir el volumen de hidrocarburo en sitio que se quiere recuperar en superficie y cuya cantidad es un factor clave para dar viabilidad económica a un proyecto de explotación no convencional.

Clasificación de los shale:

- Tight shale: Son calizas lodosas ricas en materia orgánica con baja permeabilidad, que contienen fracturas selladas por minerales de calcio y cuya composición consta de alto contenido de arcilla y bajo contenido de carbonato (Antolínez & Bohorquez, 2018).
- Shales fracturados: Son formaciones rocosas de calizas lodosas ricas en materia orgánica con contenido alto de fracturas naturales abiertas.

- Shales híbridos: Según Breyer, J. (2012) son aquellos yacimientos que tienen intercalaciones de intervalos de roca con alto contenido de materia orgánica (calizas lodosas) e intervalos con pobre contenido de materia orgánica (rocas carbonatadas) haciendo parte de la misma formación.

### **Problemas operacionales en los shale**

Al perforar pozos horizontales con gran longitud lateral en yacimientos no convencionales, las zonas típicamente se caracterizan por ser muy fracturadas y laminadas como se muestra en la figura 1, esto a su vez, genera inestabilidades y fluctuaciones de presión durante el curso normal de la perforación, especialmente en actividades como las que se enuncian a continuación:

1. Ciclos de presión por la activación y desactivación de las bombas de lodo.
2. Viajes largos fuera del hueco.
3. Limpieza del hueco.
4. Backreaming o suaveo y pistoneo.
5. Velocidades excesivas en la rotación de tubería.

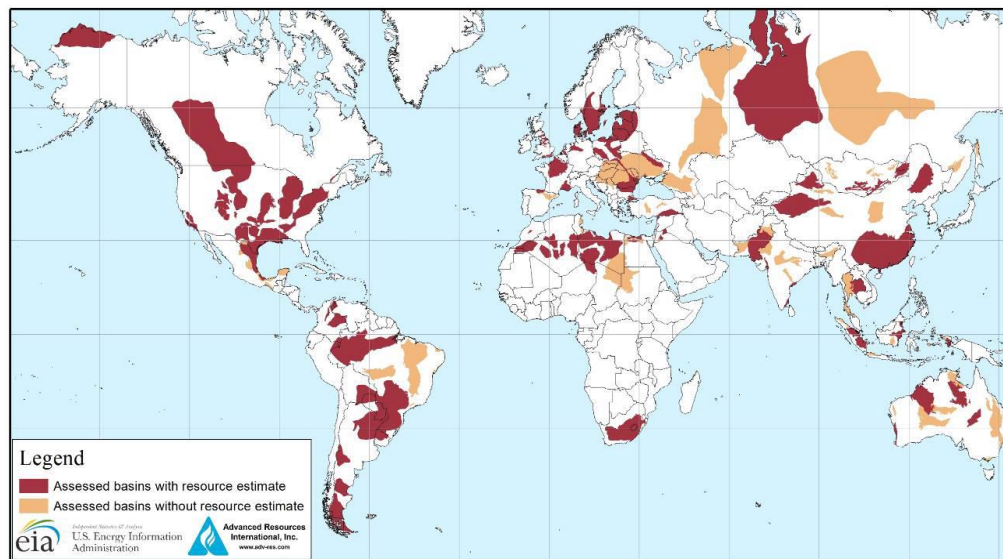
*Figura 1.* Afloramiento de shale laminado. Hemphill, T. (2012)



## 2.2 Shale gas y shale oil a nivel mundial

Los recursos de shale gas y shale oil han tomado gran importancia para los países debido al incremento que representa en el porcentaje de sus hidrocarburos recuperables. El consumo de gas específicamente promete un crecimiento mundial que actualmente solo es posible suplir con el desarrollo de los yacimientos tipo shale gas. En la figura 2, se muestran las cuencas de los diferentes países con yacimientos de shale, el color rojo hace referencia a las cuencas con recursos técnicamente recuperables y el color naranja a las cuencas con datos insuficientes para hacer la estimación según datos de EIA, (2013).

*Figura 2.* Mapa de recursos de shale gas y shale oil a nivel mundial. EIA, (2013).



Los países con mayor volumen de recurso técnicamente recuperable de shale oil según EIA, (2013) son: Rusia con 75 billones de barriles, Estados Unidos con 48 billones de barriles y China con 32 billones de barriles y en cuanto al recurso de shale gas los principales son: Estados Unidos con 1,161 Tcf, China con 1,115 Tcf, Argentina con 802 Tfc y Argelia con 707 Tcf.

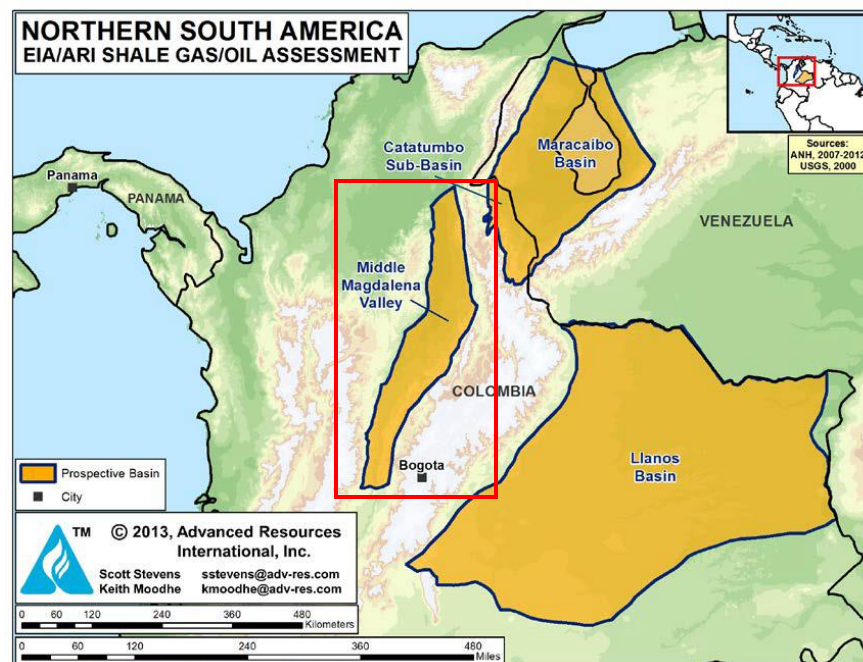
Regionalmente, Colombia hace parte de los países de América del Sur con recursos técnicamente recuperables de shale gas con 55 trillones de pies cúbicos y de shale oil con 6,8 billones de

barriles según reporte de la EIA, (2013) las cuencas más representativas son: Valle Medio del Magdalena, Llanos Orientales y Catatumbo y en menor proporción Caguán Putumayo, Valle Superior del Magdalena, Valle Inferior del Magdalena, Sinú San Jacinto, Cordillera Oriental y Cesar Ranchería.

### 2.3 Shale gas/oil en el Valle Medio del Magdalena, Colombia

La cuenca del Valle Medio del Magdalena se encuentra ubicada entre las cordilleras Central y Oriental como se muestra en la figura 3, y es una de las ocho cuencas geológicas colombianas con potencial no convencional, se estima aproximadamente un potencial de 4 a 7 billones de barriles de petróleo equivalente y entre 4 y 7 Tera pies cúbicos de gas según Tovar, E. (2019).

*Figura 3.* Cuenca del Valle Medio del Magdalena.



En la cuenca del VMM se distinguen varias formaciones generadoras, específicamente en el periodo Cretácico, como se muestra en la figura 4, las cuales después de varios estudios litoestratigráficos, petrofísicos, mineralógicos y económicos se consideran de interés no

convencional. A continuación en la tabla 1, se exponen algunas de las formaciones con más prospectiva según Ruiz, M. (2013) y sus respectivas propiedades.

**Tabla 1.** *Propiedades petrofísicas de rocas generadoras del VMM.*

<b>FOR/MBR</b>	<b>GROSS (ft)</b>	<b>NET RES (ft)</b>	<b>NET/ GROSS</b>	<b>NET PAY (ft)</b>	<b>PHIE (dec)</b>	<b>SW (dec)</b>	<b>VSH (dec)</b>	<b>K (mD)</b>	<b>TOC (%)</b>	<b>KER (%)</b>
<b>Galembó</b>	918	379	0,413	0	0,042	0,988	0,174	0,117	2,7	7,78
<b>Pujamana</b>	688	13	0,019	0	0,045	1	0,585	0,074	2,7	7,59
<b>Salada</b>	467	310	0,664	150	0,048	0,215	0,141	0,577	6,5	20,823
<b>Simití</b>	2147	0	0	0	0	1	0,6	0,027	3	8,52
<b>Tablazo</b>	798	334	0,419	80(610)	0,047	0,206	0,198	1,649	4,6	14,913
<b>Paja</b>	395	0	0	0	0	1	0,554	0	1,3	5,12
<b>Rosablanca</b>	993	495	0,498	70	0,032	0,237	0,098	0,046	2,2	7,734

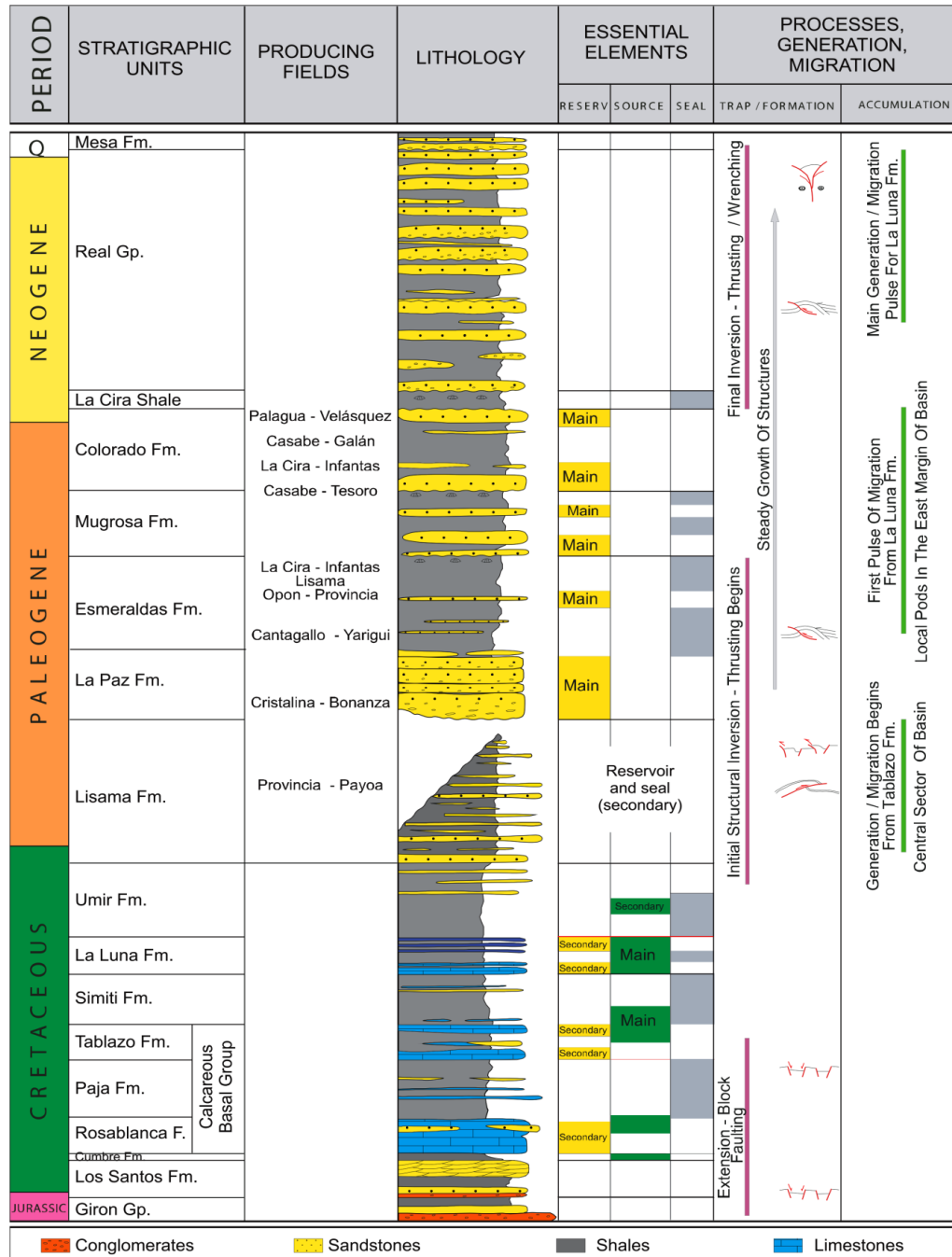
Nota: Propiedades petrofísicas tomadas de ANH, (2012).

De acuerdo a las propiedades reportadas en la tabla 1, se hace un descripción de las formaciones/miembros con potencial de yacimiento no convencional.

- Miembro Galembó: Posiblemente se trate de una caliza arcillosa fracturada con algo de materia orgánica en la parte inferior del intervalo.
- Lidita Superior: Está constituida por capas de chert que alternan con lutitas y shales; los chert están representados por porcelanitas y chert carbonáceos.
- Lidita Inferior: Chert calcareo que alterna con caliza, presenta fracturas naturales.
- Miembro Salada: Se considera que esta zona sería un yacimiento shale gas/oil, por presentar baja porosidad y muy baja permeabilidad.
- Tablazo: Sería considerado un shale oil debido a su TOC y a su baja porosidad.

- Rosablanca: Roca calcárea, limpia, de muy baja porosidad y permeabilidad que sería considerada como una caliza posiblemente fracturada.

Figura 4. Columna estratigráfica del Valle Medio del Magdalena.



Fuente: Barrero, D., Pardo, A., Vargas, C., & Martínez, (2007)

## 2.4 Modelo geomecánico en yacimientos no convencionales

La complejidad geológica de los yacimientos no convencionales requiere de la aplicación de un análisis geomecánico para determinar la ventana operacional consistente de la perforación, las densidades del lodo, la estabilidad mecánica del hueco y el entendimiento de las variaciones de propiedades en la columna.

### 2.4.1 Ventana operacional

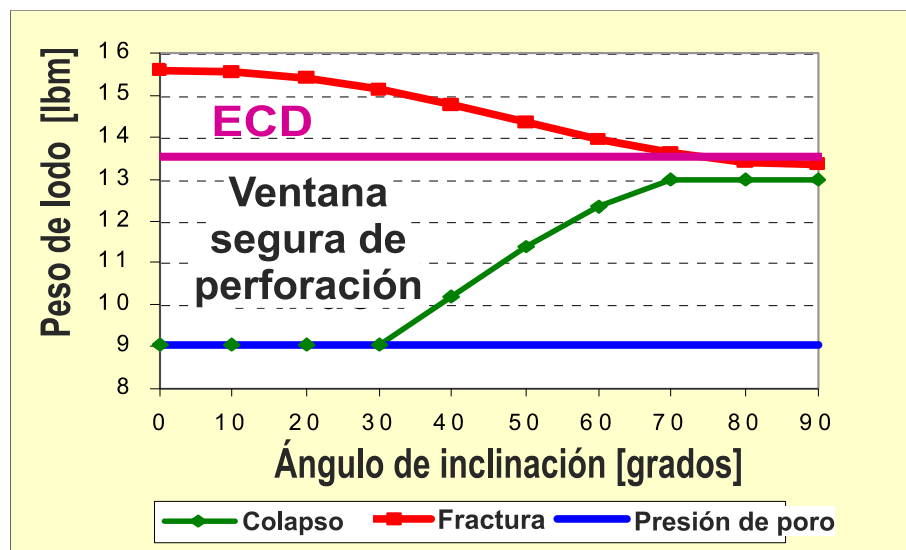
La ventana de peso de lodo conocida por sus siglas en inglés como MWW (Mud Weight Window), permite predecir y evitar posibles problemas operativos como patadas, pérdidas de lodo, colapsos y fallas relacionadas con la inestabilidad durante la perforación de un pozo, esta ventana corresponde específicamente al rango de densidades entre el máximo valor de presión de poro o presión de colapso y el mínimo valor de la presión de fractura o el esfuerzo horizontal mínimo en función de la profundidad y para un ángulo y azimut dado.

El concepto además involucra otros parámetros como:

- El CSD (critical stability density) que corresponde a la densidad crítica de estabilidad.
- El ESD (equivalent static density) que debe ser mayor que la presión de poro para evitar el flujo de fluidos de formación en el pozo durante las operaciones de perforación.
- El ECD (equivalent circulating density) cuyo valor debe ser menor que la presión de fractura para evitar pérdidas de lodo.

En la figura 5, se presenta un ejemplo de la ventana segura de lodo de perforación y además se muestra el efecto que produce en la ventana la variación del ángulo de inclinación del pozo. Este ángulo genera que la ventana sea mas estrecha a medida que aumenta su valor o que se hace más horizontal el pozo, la ventana que se presenta es un caso particular de shale en el Mar del Norte cuyo peso de lodo varia de 9 lbm a 30° de inclinación hasta 13 lbm a 70° de inclinación.

Figura 5. Ventana segura de perforación para un shale inestable en el Mar del Norte.



Fuente: Hemphill, T. (2012).

La importancia del peso de lodo según Khatibi & Aghajanpour, (2018) radica esencialmente en que al perforar un pozo se redistribuyen los esfuerzos in situ y esto ocasiona una concentración de tensiones alrededor de la cara del pozo que pueden generar la falla del mismo.

Enfocando su importancia a los yacimientos no convencionales, es indudable que un adecuado peso de lodo permite controlar la invasión del fluido en las fracturas o microfracturas de los shale y de esta manera no afectar la resistencia de la roca ya que por la presión pueden presentarse derrumbes en la cara del pozo y por ende inestabilidad.

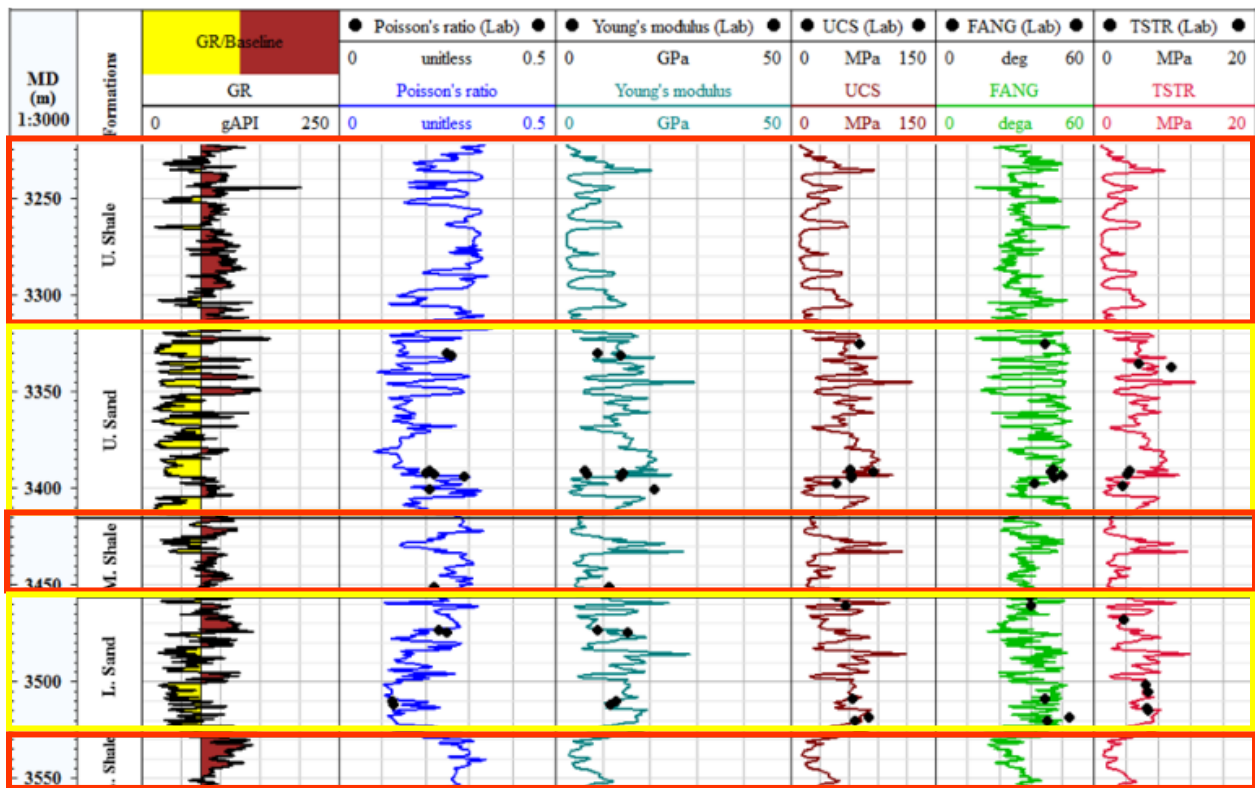
De manera más clara, en el pozo se pueden presentar dos mecanismos de falla:

- a) Falla por colapso: Sucede cuando la presión del lodo es menor a la presión de ruptura y la condición de compresión es dominante permitiendo la generación de derrumbes.
- b) Falla por tensión: Se da cuando la presión de lodo es mayor que el esfuerzo horizontal mínimo y las condiciones de tensión facilitan la pérdida de lodo en la formación y la iniciación de fracturas.

Para la construcción de la ventana segura de lodo se requieren diversos datos de entrada como lo son: La magnitud y dirección de los esfuerzos in situ, la presión de poro, el módulo de Young, la relación de Poisson, la resistencia a la compresión uniaxial (UCS), el ángulo de fricción interna (FAN) y la resistencia tensil (TSTR), es decir propiedades de la roca que difieren significativamente entre una formación tipo shale y otras litologías.

En la figura 6, se muestra como algunos de los parámetros mencionadas anteriormente se comportan en las formaciones perforadas por un pozo vertical en el sur de Iraq y también, se evidencia claramente la diferencia entre las zonas de shale y las zonas no shale.

Figura 6. Parámetros geomecánicos en un pozo al sur de Iraq.



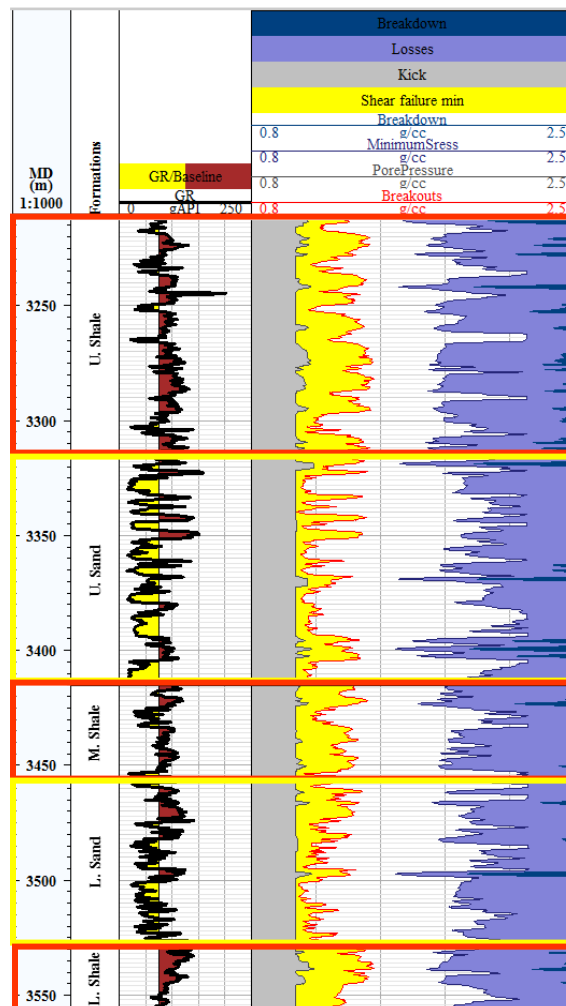
Fuente: Abbas, Alhussainy, Abdul Hussien, & Flori, (2019).

En consecuencia, de la figura 6, se resalta que, para este caso de estudio, en las zonas de shale (recuadros rojos) la razón de Poisson es alta, el módulo de Young es bajo, el UCS es bajo y la

resistencia tensil es baja comparado con la respuesta de los mismos parámetros en las formaciones no shale (recuadros amarillos).

Además, la ventana segura de lodo para el mismo pozo de Iraq se muestra en la figura 7, y se evidencia que en las zonas de shale (recuadros rojos) el rango de densidades es más estrecho en comparación con las otras zonas (recuadros amarillos) por lo que es indispensable que en todas las planeaciones de perforación se realice un estudio geomecánico detallado para evitar pesos de lodo inadecuados.

Figura 7. Ventana operacional de un pozo vertical que atraviesa zonas shale y no shale.



Fuente: Abbas et al., (2019)

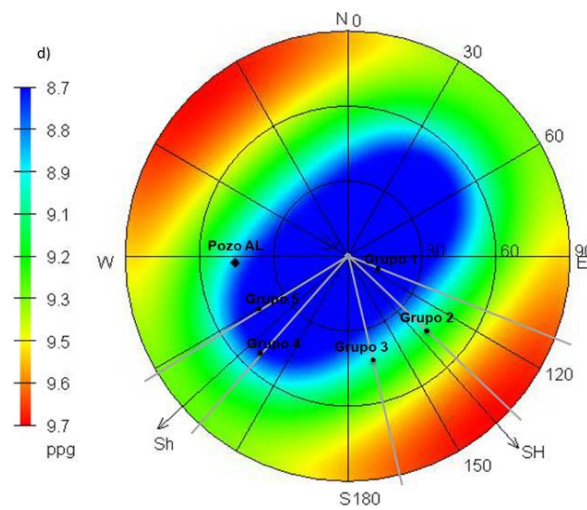
Según Han & Meng, (2014) el límite inferior de la ventana segura de lodo de perforación para pozos en formaciones shale debe considerar también las complicaciones introducidas por los planos de debilidad presentes.

### 2.4.2 Análisis polar de peso crítico de lodo

Las cartas polares de peso crítico de lodo contienen información de la dirección del esfuerzo horizontal máximo y el esfuerzo horizontal mínimo, la escala de colores indica el peso de lodo, donde generalmente el azul representa bajas densidades y el rojo altas densidades y además la tendencia del mismo a inducir fallas mecánicas en la roca cuando el análisis es de iniciación de fracturas o la tendencia a permitir que el pozo se derrumbe cuando el análisis es de colapso.

En las cartas polares como se muestra en la figura 8, el ángulo de inclinación del pozo inicia en el punto central de la roseta con un valor de 0° y aumenta hasta llegar al borde que corresponde a un ángulo de 90° de inclinación, es decir un pozo totalmente horizontal. En cuanto a la dirección de azimut, este comienza en el punto norte de la roseta con un valor de 0° y en dirección de las manecillas del reloj aumenta hasta completar 360°.

Figura 7. Ejemplo de carta polar de peso critico de lodo, Grimaldo & Lopez, (2019).

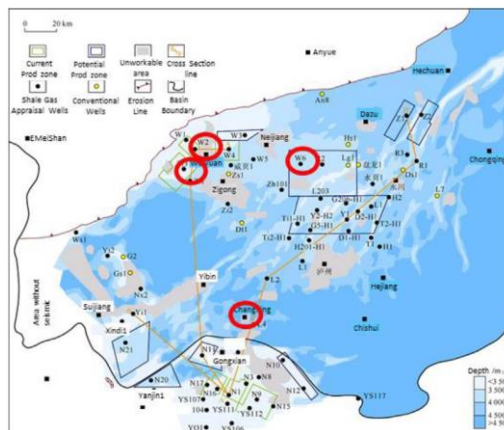


### 3. Marco Referencial

#### 3.1 Cuenca Sichuan

La cuenca Sichuan está localizada al suroeste de China y es considerada una de las mayores acumulaciones de shale gas en el país asiático, sin embargo, la explotación de estos recursos ha representado un gran reto para las empresas petroleras que operan en la zona, ya que, la cuenca se caracteriza por la presencia de abundantes corredores de fracturas naturales, altos esfuerzos in situ con extremas heterogeneidades y anisotropías y también por tener rocas altamente laminadas. Esta complejidad geológica ha exigido el rápido desarrollo de diversas metodologías basadas en el análisis geomecánico para entender y mitigar la inestabilidad de los pozos perforados en estos yacimientos. En la figura 9, se señalan con punto negro los pozos de shale gas perforados en la cuenca Sichuan, algunos de los cuales han reportado diversos problemas de inestabilidad durante la perforación, que además, son similares a los eventos presentados en el Valle Medio del Magdalena y por lo cual se seleccionaron tres casos de estudio que serán presentados en esta investigación como fundamento para la creación de una base de diseño con análisis geomecánico para la perforación segura de pozos horizontales en yacimientos tipo shale.

Figura 8. Mapa de la cuenca Sichuan, China. Gui, Wang, Bordoloi, & Ong, (2019)



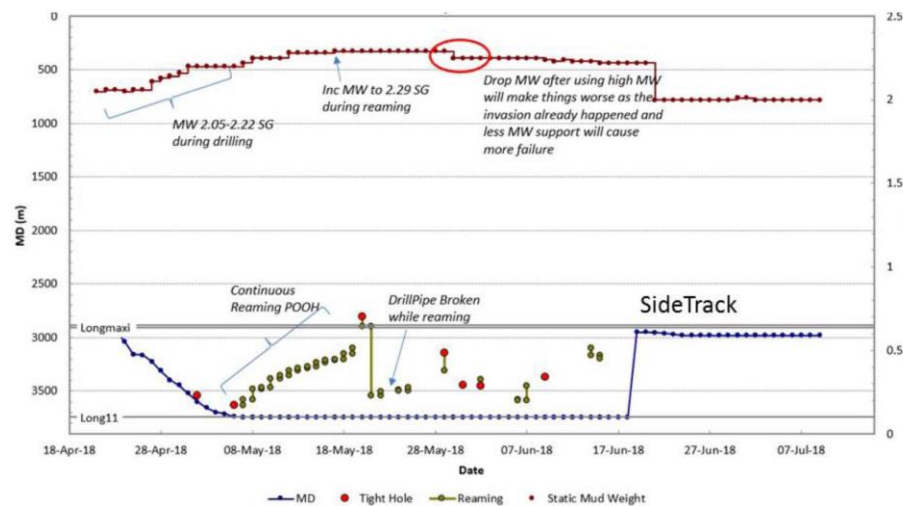
**3.1.1 Caso de estudio 1.**

**Entendimiento de los retos geomecánicos y la mitigación de riesgos en la perforación de shale gas en la cuenca Sichuan, China. Gui et al., (2019).**

El aumento de producción para cubrir el continuo crecimiento de la demanda de gas natural en China, se logra esencialmente con la perforación de pozos horizontales que logren buena estabilidad del hueco y si es posible que se terminen en los tiempos planeados.

**Antecedentes:** En el área de Wiyuan-Changning muchos de los pozos horizontales perforados en la formación de shale gas Longmaxi han sido problemáticos, presentando varios eventos de tubería atascada y graves pérdidas de lodo, lo cual obliga a realizar repetitivo reaming y hasta operaciones de sidetrack que a su vez incrementan los tiempos de perforación, las pérdidas de herramientas en el pozo y por ende un aumento considerablemente en los costos. La figura 10, muestra el resumen de perforación de un pozo horizontal que fue desviado antes de aterrizar horizontalmente en la zona de interés debido a serios problemas de inestabilidad que como se observa aumentaron notoriamente los tiempos no productivos.

*Figura 9.* Ejemplo de pozo horizontal perforado en la formación Longmaxi.

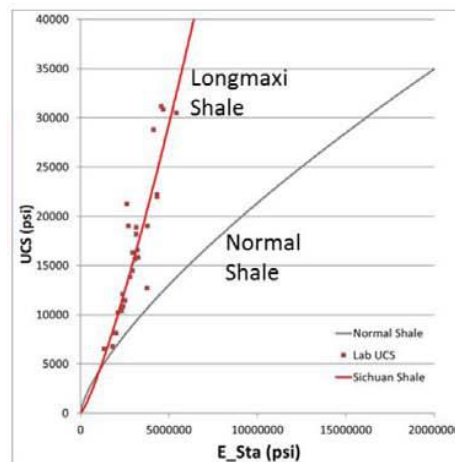


Fuente: Gui et al., (2019)

**Desarrollo:** En este caso de estudio, se revisaron las experiencias de perforación de varios pozos horizontales y se construyó un modelo geomecánico con la descripción de los esfuerzos in situ, las propiedades mecánicas de la roca y las características de las fracturas naturales, esto con el objetivo de identificar las principales causas de los problemas reportados.

En la figura 11, se muestra una relación entre el módulo de Young estático y el UCS y se resalta que los altos valores de UCS comparados con formaciones de shale normal se deben según Gui et al., (2019) a las múltiples laminaciones del shale Longmaxi que además sugiere alta anisotropía en las propiedades mecánicas y de resistencia de la roca, lo cual es una posible causa de los problemas durante la perforación.

*Figura 10.* Relación entre el módulo de Young estático y el UCS

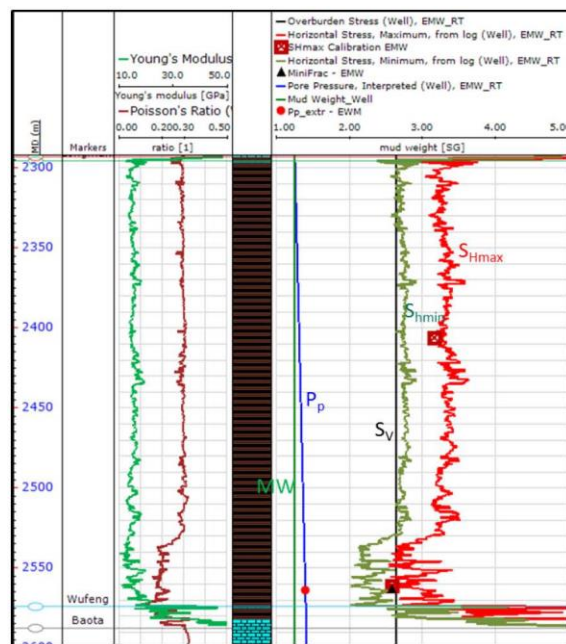


Nota: Relación en la formación de Longmaxi (línea roja) y en un shale normal (línea negra).

Fuente: Gui et al., (2019)

Por otro lado, la presión de poro y los esfuerzos principales in situ, utilizados en este caso, se muestran en la figura 12, donde se evidencian dos regímenes de esfuerzos predominantes, uno inverso ( $S_v < S_{hmin} < S_{hmax}$ ) hasta aproximadamente 2530 metros y después en los principales reservorios de shale un régimen rumbo deslizante ( $S_{hmin} < S_v < S_{hmax}$ ).

Figura 11. Esfuerzos en un pozo de shale gas en la cuenca Sichuan.



Nota: Presión poro (azul),  $S_v$  (negro),  $S_{hmin}$  (verde),  $S_{Hmax}$  (rojo). Fuente: Gui et al., (2019)

**Solución:** Los riesgos identificados en este caso de estudio se presentan en la tabla 2, y fueron catalogados con un grado de ocurrencia de medio a alto en la formación shale.

Además de los riesgos, se mencionan algunas soluciones genéricas que, aunque no son la solución definitiva pues cada caso es particular, dan una idea de las decisiones que se deben tomar si se presentan dichos problemas durante la perforación. Las soluciones son:

- Minimizar el peso del lodo y la densidad equivalente de circulación.
- Reducir en lo posible los procesos de suaveo o pistoneo ya que pueden inducir problemas de estabilidad del pozo.
- Sellar o tapar las fisuras y fracturas en la pared del pozo.
- Crear y actualizar el modelo geomecánico en tiempo real.
- Como última opción, cambiar la trayectoria del pozo.

**Tabla 2.** *Riesgos identificados en la perforación de pozos en el shale Longmaxi en Sichuan.*

Riesgo	Efecto
Penetración del fluido de perforación a lo largo de la superficie de las micro fracturas del shale lo cual genera pérdida del soporte de la columna de lodo después de la invasión.	Falla del pozo con el tiempo.
Anisotropía de las propiedades mecánicas y de resistencia del shale.	Falla en el plano de laminación.
Presión de poro incierta lo cual favorece la perforación bajo balance.	Gas excesivo.
Shale generalmente fracturados.	Pérdidas parciales
Reactivación de fallas, posibilidad de pérdidas, derrumbes de pozo, pérdida de la sarta de perforación y casing roto.	Pérdida total.
Presencia de zonas de derrumbes o zonas altamente fracturadas.	Inestabilidad.

### 3.1.2 Caso de estudio 2.

**Aplicación de un modelo anisotrópico de estabilidad de pozo y un modelo de fractura para la optimización del aterrizaje lateral y la trayectoria de pozos en el área de Jingmen, China. Wang et al., (2019) .**

Las características de los yacimientos no convencionales en China son notablemente diferentes a los yacimientos de Norte América, es decir, que las estrategias de explotación son propias de cada área, en este caso particular el área de estudio es Jigmen en China y se reconoció según Wang et al., (2019) que la optimización del aterrizaje lateral y de la trayectoria del pozo son esenciales para reducir los riesgos de perforación.

**Antecedentes:** Los primeros pozos perforados en el área de Jingmen, presentaron grandes retos en la etapa de perforación y completamiento. En este estudio se resaltan dos de ellos: El primero, el pozo piloto Y3 que registró un tiempo de perforación de más de cuatro veces el tiempo planeado debido a pérdidas de lodo y pegadas de tubería y en lo relacionado con las muestras obtenidas del pozo como lo muestra la figura 13, se evidenció que el 44% de las muestras estaban fragmentadas y el 69% mostraban fracturas naturales bien desarrolladas según el reporte hecho por Wang et al., (2019). El segundo caso, es el pozo Y1L que también encontró dificultades como, severas pérdidas de lodo, altas presiones, dificultad en la colocación del propante y restricciones geológicas en el área.

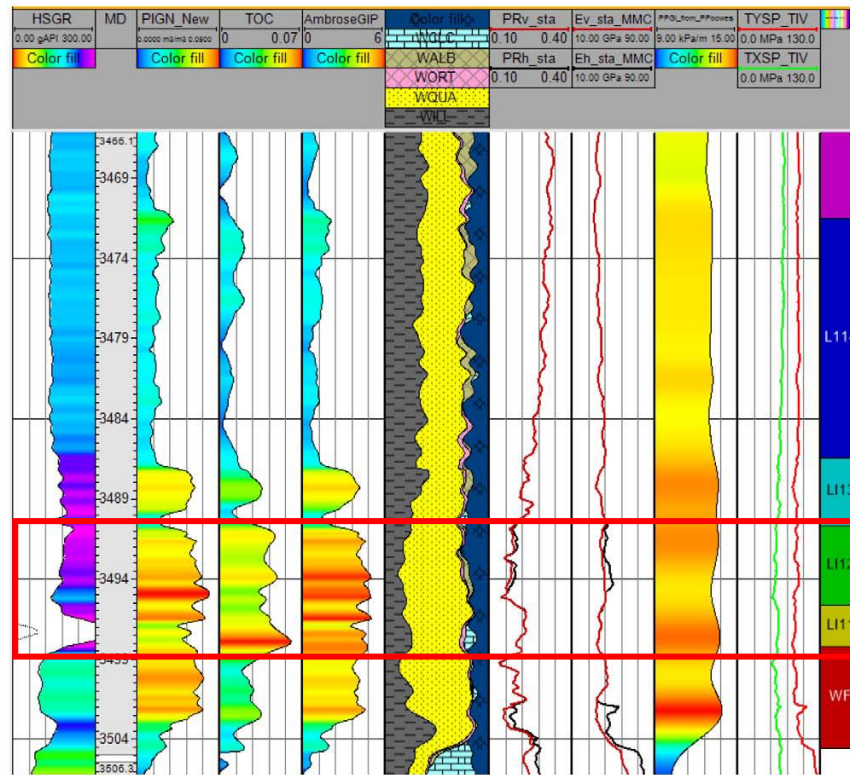
*Figura 12.* Muestras fragmentadas del pozo piloto Y3 según Wang et al., (2019)



**Desarrollo:** La metodología inicia con la revisión estratigráfica del pozo de referencia Y1, el cual se desvió para construir el pozo horizontal Y3L. La formación shale de interés en esta zona es la formación Longmaxi, la cual fue minuciosamente estudiada con el objetivo de seleccionar de manera precisa la profundidad óptima de aterrizaje lateral. En la figura 14, se muestran algunos registros convencionales, mineralogías, propiedades mecánicas y esfuerzos, que fueron tenidos en cuenta para la división de la formación en los miembros L1 y L2, centrandose mayor interés en el miembro L1 que se divide en los submiembros L11 y L12 de los cuales el que mejores características presenta es el primero por lo que se subdivide en cuatro capas

estratigráficas, L111, L112, L113 y L114, con el objetivo de compararlas y seleccionar la de mayor estabilidad durante la perforación.

Figura 13. Interpretación de registros del pozo piloto Y1 según Wang et al., (2019)



Así mismo, los valores aproximados de las propiedades medidas a través de los registros en la capa L113 se presentan a continuación en la tabla 3.

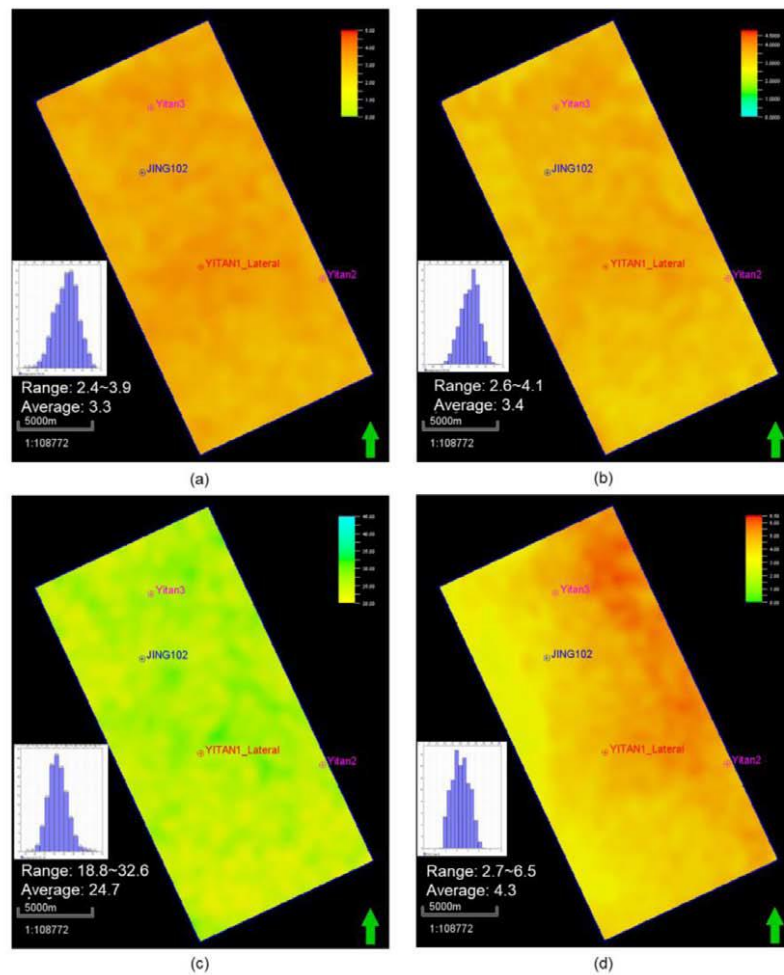
Tabla 3. Valores aproximados de propiedades del submiembro L11.

Propiedad	Valor	Propiedad	Valor
Porosidad	2.0% - 5.0%	Razón de Poisson horizontal	0.17 – 0.24
TOC	2.0% - 6.1%	Módulo de Young vertical	33 – 44 GPa
Gas total	1.7– 4.9 m <sup>3</sup> /ton	Módulo de Young horizontal	35 – 52 GPa
Volumen de arcilla	12.5% - 45%	Gradiente de presión de poro	1.3 – 1.6 MPa/100m
Razón Poisson vertical	0.14 – 0.24	Mínimo esfuerzo horizontal	55- 69 MPa

Además, en el estudio se menciona que el shale contienen mineral frágil en un 50% a 80% y que el régimen de esfuerzos predominante es rumbo deslizante ( $Sh_{min} < S_v < S_{Hmax}$ ).

El siguiente paso, corresponde a la construcción del modelo geológico 3D, con una resolución vertical de 0,5 metros para capturar mejor las heterogeneidades, este modelo incluye principalmente las propiedades del reservorio que se muestran en la figura 15, el sistema de fracturas naturales que se muestra en la figura 16, las propiedades mecánicas, la presión de poro que se muestra en la figura 17 y los esfuerzos in situ como se muestran en la figura 18.

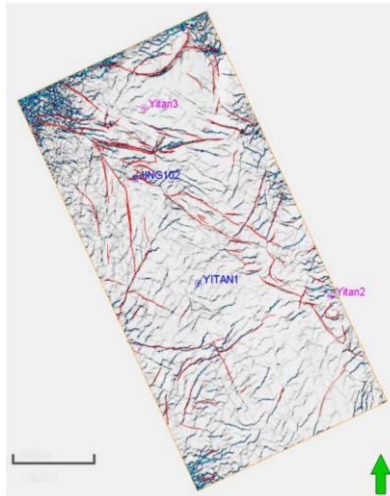
Figura 14. Propiedades de reservorio en el área de estudio.



Nota: (a) TOC, (b) Porosidad, (c) Volumen de arcilla, (d) Gas total. Wang et al., (2019)

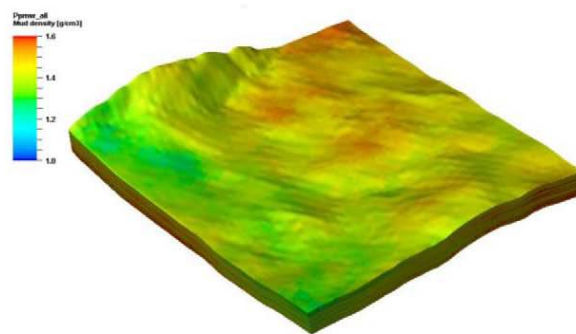
El modelo de fracturas naturales, permite analizar las restricciones geológicas presentes, principalmente las relacionadas con la cercanía a fallas que, para este caso de estudio se ubican hacia la dirección norte.

*Figura 15.* Modelo de fracturas naturales en Wang et al., (2019)



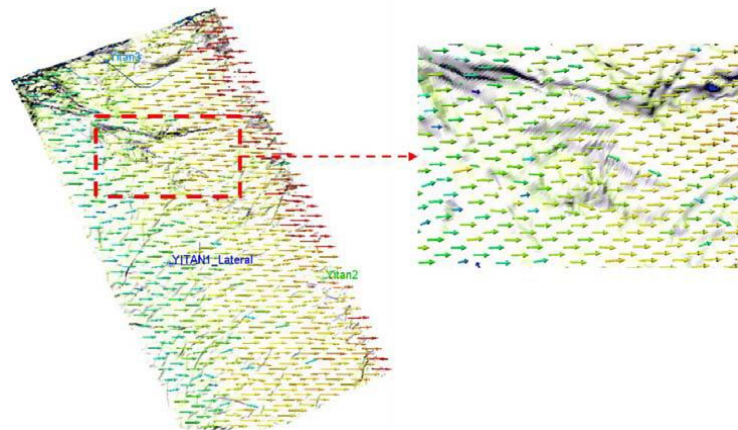
La formación shale Longmaxi, se caracteriza por su alta madurez térmica lo cual destaca un posible escenario de sobrepresión al perforar el pozo.

*Figura 16.* Presión de poro en el área de estudio según Wang et al., (2019)



En relación con los esfuerzos in situ el modelo geológico 3D permite identificar la anisotropía de los mismos, el régimen predominante en el área y además identificar la dirección del esfuerzo horizontal mínimo que para este caso particular corresponde a la dirección (NE).

Figura 17. Dirección del esfuerzo horizontal máximo en el área de estudio

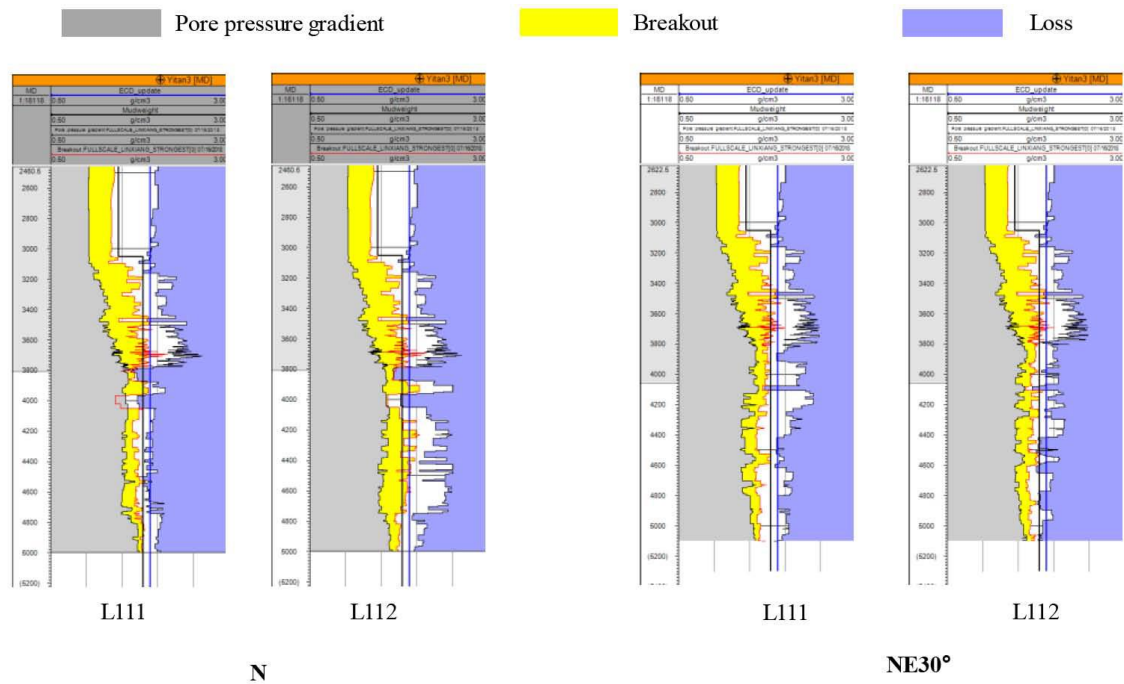


Fuente: Wang et al., (2019)

**Optimización del aterrizaje lateral:** La posición para el aterrizaje lateral se escogió de acuerdo al contenido de materia orgánica ya que, según Wang et al., (2019) el pozo debe perforarse dentro de una sección que presente las mejores condiciones para obtener la mejor producción y recobro con menor inversión, bajo esta consideración se seleccionaron dos capas, la capa L111 y la capa L112 que muestran mayor TOC en los registros y se consideraron eventualmente dos azimut para el pozo horizontal con el fin de generar dos ventanas de lodo de perforación para cada posición de aterrizaje, compararlas entre ellas y seleccionar la más estable, es decir la menos estrecha y con menos variaciones abruptas en el valor de las curvas.

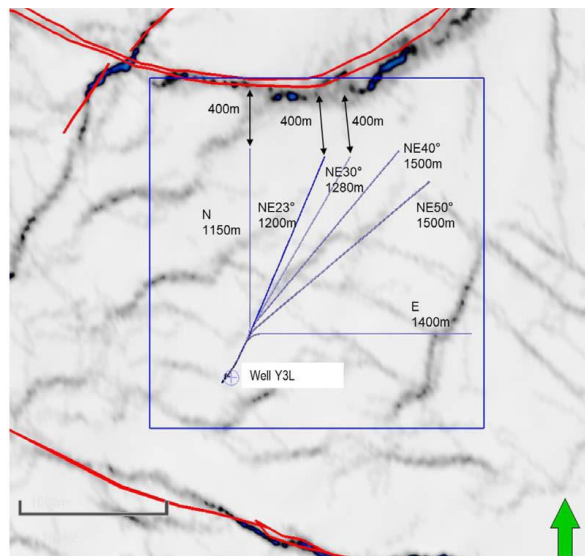
En la figura 19, se muestran las ventanas generadas y se evidencia que los breakout (color amarillo) y las pérdidas de lodo (color azul) son más severas en las ventanas con aterrizaje lateral en la capa L112, por lo que se selecciona la capa L111 como la más óptima para aterrizar lateralmente el pozo en este caso de estudio.

Figura 18. Ventanas de peso de lodo considerando dos posiciones de aterrizaje lateral.



**Optimización de la trayectoria del pozo:** Generalmente se selecciona el azimut de los pozos horizontales en dirección del esfuerzo horizontal mínimo ya que esta condición garantiza un mejor escenario para la generación de la fractura, sin embargo, en este caso una falla existente en el norte que es la dirección del esfuerzo horizontal mínimo, limita la longitud del pozo horizontal en esta dirección lo cual afecta el área de roca contactada por el pozo y por ende disminuye el volumen recuperable de hidrocarburo, además, considerando que los pozos según Wang et al., (2019) deben tener una distancia mínima a las fallas de 400 metros, fue necesario establecer otros azimuts con longitud lateral permisible. En la figura 20, se muestran las cinco direcciones seleccionadas en este estudio y la respectiva longitud lateral que se logra en cada una de ellas, a través de las cinco trayectorias se analizó el comportamiento de las propiedades geomecánicas y su influencia en la estabilidad de la ventana de peso de lodo de perforación.

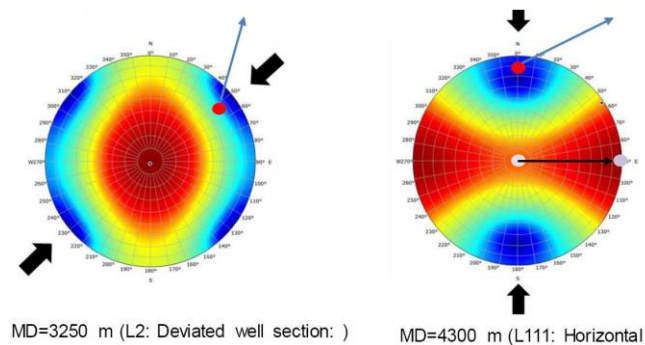
Figura 19. Azimuts considerados para el pozo horizontal en Wang et al., (2019).



En este estudio, también se realizó un análisis polar, con los datos del pozo piloto Y3, tanto en la sección desviada como en la sección horizontal, con el objetivo de obtener direcciones de perforación recomendadas basadas en los esfuerzos del campo cercano al pozo.

En la figura 21, se evidencia los resultados, dando como dirección recomendada para la sección desviada 50°NE y para la sección horizontal la dirección N.

Figura 20. Análisis polar a dos profundidades del pozo piloto Y3 según Wang et al., (2019).

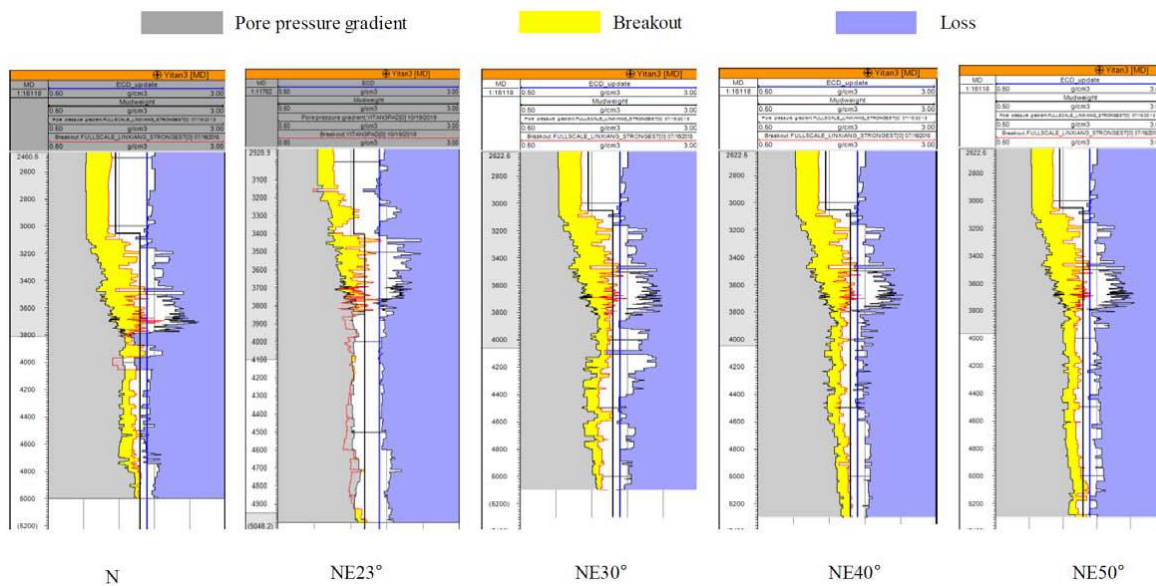


Resaltando que el análisis polar solo considera los esfuerzos del campo cercano al pozo de referencia y no los esfuerzos del campo lejano a través de toda la trayectoria del pozo horizontal

se agregaron tres direcciones más para analizar y se construyeron en total cinco ventanas de lodo de perforación como se muestra en la figura 22, incorporando los datos del modelo integrado 3D.

**Solución:** Las direcciones analizadas fueron, N, NE23°, NE30°, NE40° Y NE50° de izquierda a derecha en la figura 22, de ellas la dirección con la ventana de lodo de perforación más segura fue la NE23° ya que, al compararla con las otras ventanas incluida la de dirección N, presenta menos riesgos y su rango de peso de lodo es más amplio.

Figura 21. Ventanas de peso de lodo para diversos azimuts de perforación del pozo horizontal



Fuente: Wang et al., (2019)

**Solución:** En conclusión, se demostró que no siempre la dirección de esfuerzo horizontal mínimo es la más apropiada para perforar ya que las restricciones geológicas pueden influir negativamente en la operación. También que, aunque todas las ventanas analizadas aterrizaraban en la misma sección, la capa L111 seleccionada previamente, las variaciones areales de las propiedades geomecánicas influyen fuertemente en la estabilidad del pozo y esto exige una mejor planeación de las trayectorias de perforación en yacimientos no convencionales.

En este caso el análisis geomecánico fue complementado con estudios de fracturamiento y producción con el fin de tomar la decisión más apropiada para el desarrollo del proyecto.

### 3.1.3 Caso de estudio 3.

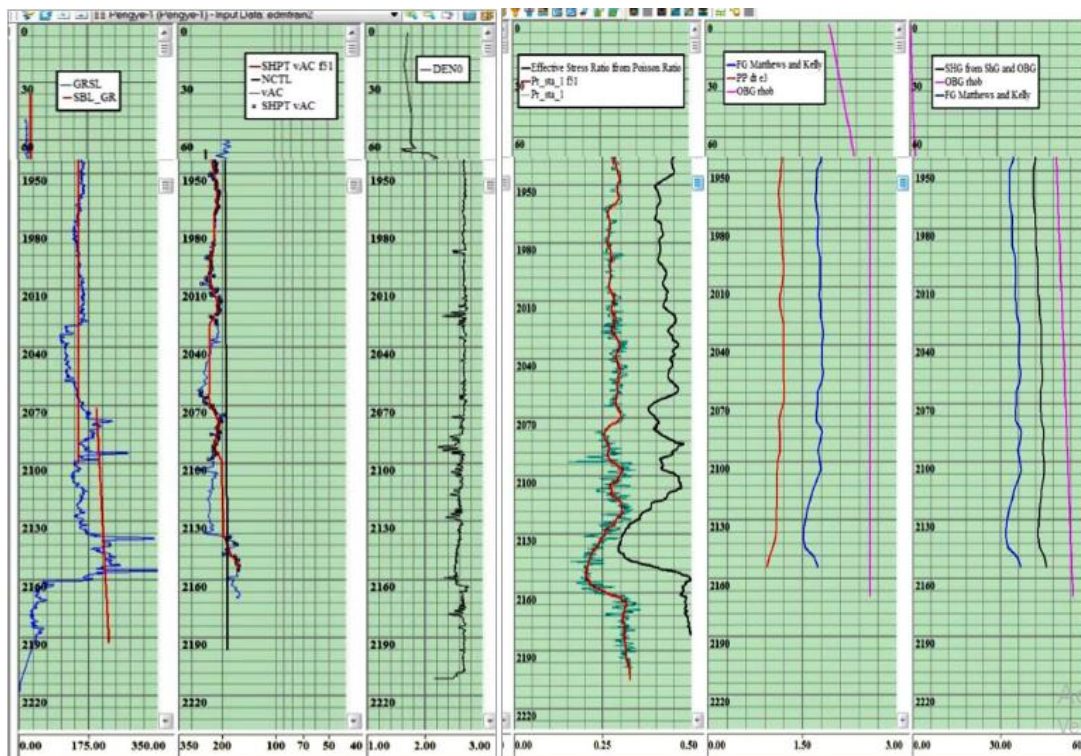
#### **Ampliación de la ventana segura de lodo para formaciones de shale naturalmente fracturados en China. Shen, X. (2016).**

La perforación de pozos en formaciones de shale gas con fracturas naturales representa un gran reto para la industria petrolera ya que la influencia de las fracturas naturales genera más problemas por pérdidas de circulación que los presentes en arenas convencionales.

**Antecedentes:** Durante la perforación de la sección vertical del pozo de estudio en este caso, se presentó un record de pérdidas de circulación, debido según Shen, (2016) al bajo valor de la razón del esfuerzo efectivo. La sección horizontal del pozo se planeó perforar en la formación shale con una inclinación de  $75^\circ$  y con los registros tomados y el análisis geomecánico se busca reducir las pérdidas.

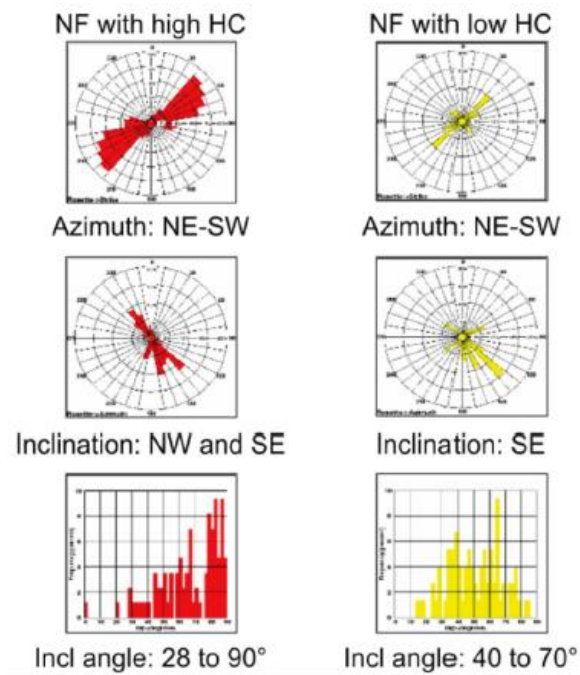
**Desarrollo:** El flujo de trabajo usado en este estudio se compone de los siguientes pasos: Primero, la obtención de información de las propiedades mecánicas, esfuerzos y presión de poro del pozo de referencia, es por esto que en la figura 23, los primeros tres track de izquierda a derecha muestran respectivamente el registro Gamma Ray, el registro sísmico y el registro de densidad, el cuarto track corresponde a la razón del esfuerzo efectivo, el quinto muestra la presión de poro (línea roja) y el esfuerzo horizontal mínimo (línea azul) y finalmente en el sexto track se muestra el gradiente de fractura (línea azul) y el esfuerzo efectivo (línea negra).

Figura 22. Registros tomados en el pozo vertical de referencia según Shen, X. (2016)



El segundo paso corresponde al análisis de las fracturas naturales, las cuales fueron clasificadas en dos tipos: Por un lado, las fracturas naturales con alta conductividad hidráulica y, por otro lado, las fracturas naturales con baja conductividad hidráulica. En la figura 24, se muestran las principales características de cada una, con base a la información obtenida del registro de imagen, se resalta que para los dos tipos la dirección de azimut va del noreste al sureste y sus ángulos de inclinación son de aproximadamente  $80^\circ$  a  $90^\circ$  para las de alta conductividad y para las fracturas naturales de baja conductividad ángulos de inclinación de  $40^\circ$  a  $70^\circ$ .

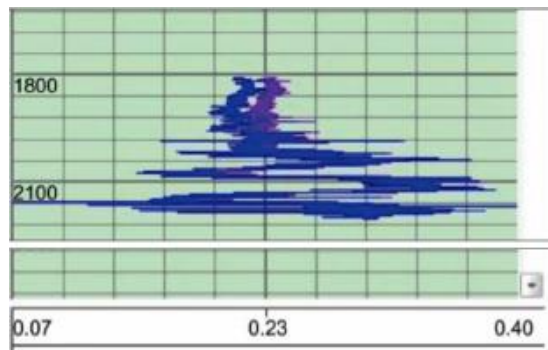
Figura 23. Información de las fracturas naturales según Shen, X. (2016).



Del análisis anterior se concluye que el patrón de esfuerzos es normal ya que el esfuerzo horizontal mínimo es el mínimo esfuerzo principal de la formación.

Lo siguiente fue el análisis de la relación de Poisson tanto vertical como horizontal en el intervalo del shale para lo cual se presenta la figura 25, donde se evidencia que a 2000 metros la relación de Poisson vertical (línea purpura) y la relación de Poisson horizontal (línea azul) tienen un comportamiento cercano.

Figura 24. Relación de Poisson en la formación shale en Shen, X. (2016).



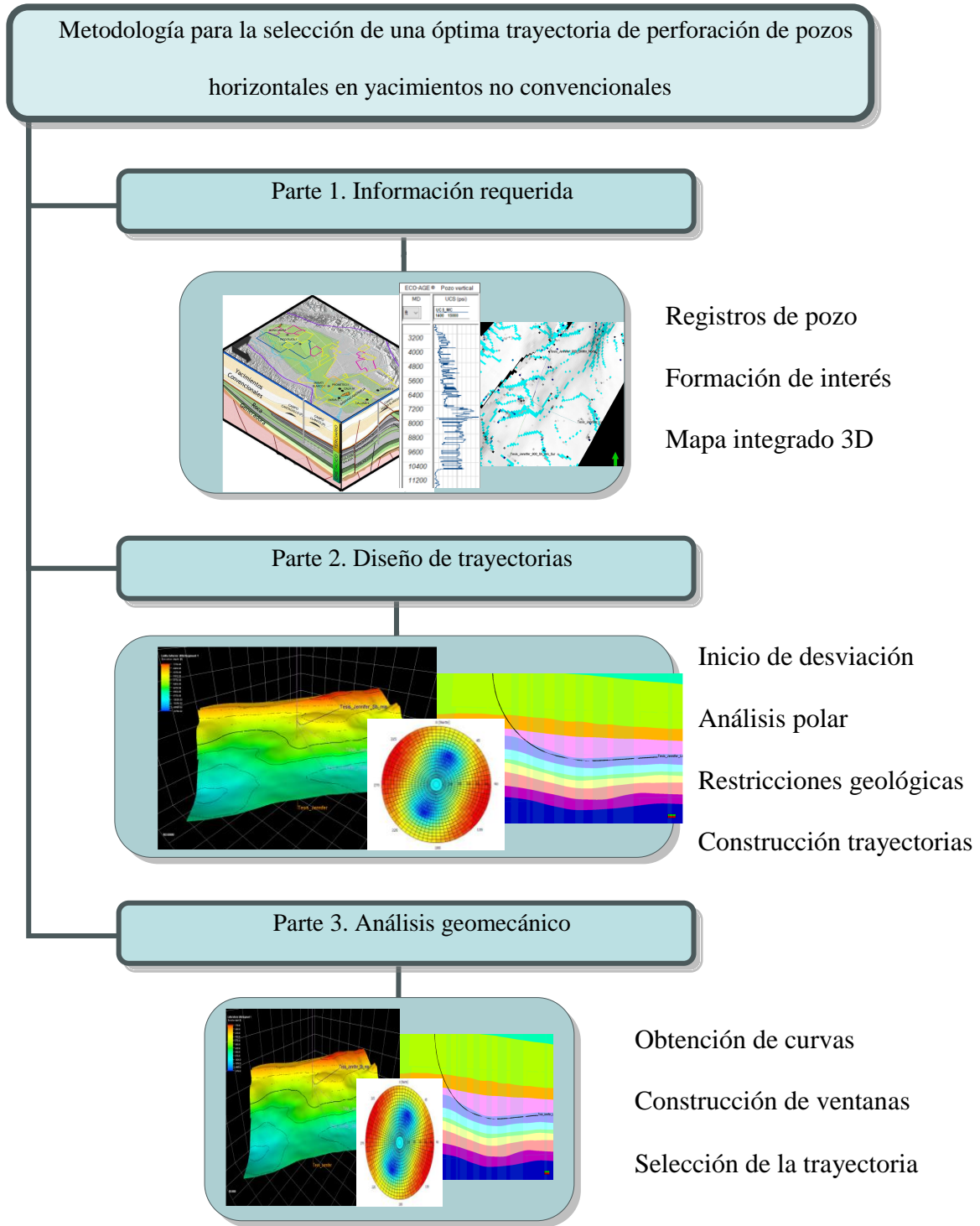
**Solución:** Considerando que, en la figura 23, se muestra que el mínimo valor de la razón del esfuerzo efectivo es  $0,3 \text{ g/cm}^3$  lo cual es equivalentes a  $2,5 \text{ lbm/gal}$  y que este valor corresponde al mínimo valor de la ventana operacional, el cual es muy bajo, se buscó una estrategia para ensanchar la ventana hasta  $0,5 \text{ g/cm}^3$  o  $4,16 \text{ lbm/gal}$  y esto se logró incrementando el valor del gradiente de fractura que para este caso de estudio corresponde al mismo valor del  $S_{hmin}$ .

También, se buscó aumentar la resistencia a las fracturas de las formaciones en la pared del pozo, esto con la inyección de solidos de puenteo del mismo tamaño de la fractura en la superficie de las mismas lo cual las mantiene abiertas y a su vez genera compresión en las fracturas vecinas.

#### **4. Metodología propuesta.**

En esta sección del trabajo, se enumeran y detallan los pasos propuestos para aplicar a los casos de estudio de yacimientos no convencionales en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, teniendo como base los casos revisados a nivel mundial específicamente en la cuenca Sichuan, con la implementación de la geomecánica para la selección de una óptima trayectoria de perforación de pozos horizontales reduciendo los problemas de inestabilidad de los mismos. La metodología que se muestra en la figura 26, comprende principalmente tres partes. La primera relacionada con toda la información requerida para el estudio, que en este caso particular fue proporcionada por el Instituto Colombiano del Petróleo, pero en caso de no contar con ella se deben tomar los registros del pozo de referencia y además construir un modelo integrado del área, la segunda parte correspondiente al diseño de las trayectorias del pozo horizontal y la tercera parte que comprende el respectivo análisis geomecánico.

Figura 26. Diagrama de la metodología propuesta para la selección de una óptima trayectoria de perforación de pozos horizontales en yacimientos no convencionales.



**Parte 1: Información requerida.**

*Paso 1.* Cálculo o disponibilidad de los siguientes registros del pozo vertical de referencia del cual partirán el/los pozos desviados para la perforación de la sección horizontal.

- ✓ Litológico.
- ✓ Relación de Poisson horizontal y vertical.
- ✓ Módulo de Young horizontal y vertical.
- ✓ Presión de poro.
- ✓ Esfuerzo horizontal mínimo.
- ✓ Esfuerzo horizontal máximo.
- ✓ Esfuerzo vertical.
- ✓ Módulo de Biot.
- ✓ Resistencia tensil.
- ✓ Angulo de fricción.
- ✓ Cohesión.

*Paso 2.* Definir la profundidad precisa de la zona o zonas de interés para navegar horizontalmente, cuya determinación previa debe ser basada en el contenido de materia orgánica, la calidad del reservorio y la fracturabilidad entre otras especificaciones como también el menor valor del esfuerzo horizontal mínimo donde se presenta el mejor escenario para limitar la longitud de la posterior fractura hidráulica.

*Paso 3.* Construcción o actualización de un modelo integrado 3D del área de interés, con alta resolución vertical, es aconsejable 0,5 m de resolución en la sección objetivo con el fin de capturar las heterogeneidades verticales medidas desde los registros de pozo según Wang et al., (2019), integración sísmica, geología estructural y los datos de pruebas en núcleos. Este modelo

debe incluir también, anisotropías de las propiedades mecánicas, campos de esfuerzos in situ y un sistema de fracturas naturales.

**Parte 2: Diseño de trayectorias**

**Paso 4.** Selección de la profundidad para el inicio de la desviación de cada pozo, cuya distancia a la zona de interés corresponda al valor del diseño de un pozo horizontal de largo alcance como se muestra en la figura 27, y la tabla 3, esto, con el fin de obtener un alto recobro.

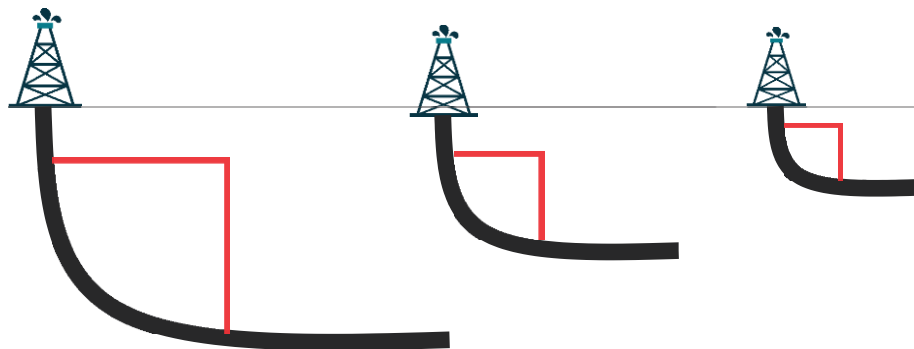


Figura 25. Diseños de pozos horizontales con alcance corto, medio y largo según Short, J. (1993).

**Tabla 3.** Diseños de pozos horizontales

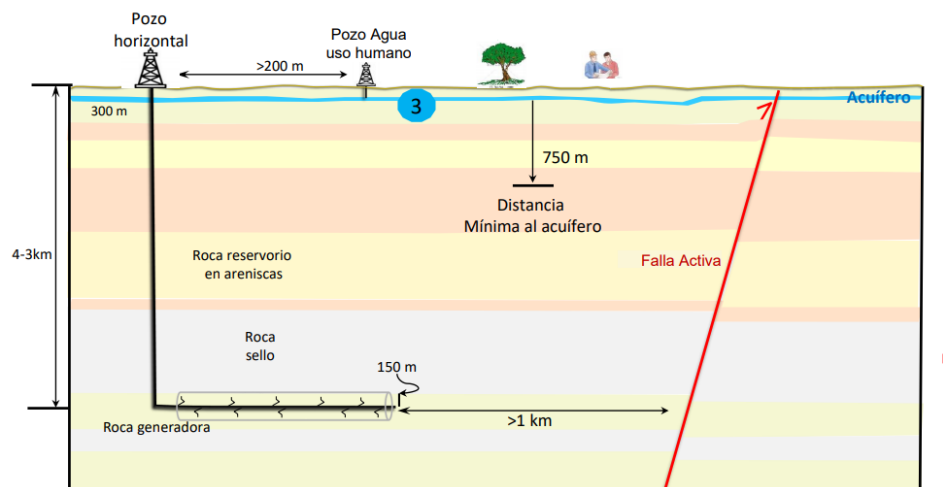
	Radio largo (ft)	Radio medio (ft)	Radio corto (ft)
<b>Alcance horizontal</b>	2000-5000	1500-3000	100-800
<b>Radio de curvatura</b>	1000-3000	300-800	2-60

Nota. Clasificación no estandarizada de patrones horizontales. Adaptado de Short J.A “Introducción to directional and horizontal drilling”. Tusla: PennWell Publishing Company.1993

**Paso 5.** Realización del análisis polar a la profundidad de desviación y a la profundidad del punto de aterrizaje lateral con el fin de identificar el azimut de perforación recomendado para cada sección de acuerdo al campo de esfuerzos cercano al pozo de referencia.

**Paso 6.** Reconocimiento de las restricciones geológicas en el área de estudio, dentro de las cuales es importante detectar la presencia de fallas cercanas al pozo de referencia ya que, según la Resolución 90341 de 2014 expedida por el ministerio de Minas y Energía y por la cual se establecen los requerimientos técnicos y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales se reglamenta que: “en Colombia se prohíbe realizar estimulación hidráulica a menos de 1000 metros de una falla activa mayor identificada, potencialmente peligrosa”, lo cual como se muestra en la figura 28, limita la longitud lateral del pozo a perforar.

*Figura 26.* Distancias recomendadas para la explotación de yacimientos no convencionales en Colombia según Tovar, E. (2019).



**Paso 7.** Consideración de diferentes azimuts, con longitud lateral permisible en el área de interés. En este paso es recomendable incluir la dirección del esfuerzo horizontal mínimo, ya que como lo menciona Qiu et al., (2013) es en esa misma dirección que se permite la generación de la fractura hidráulica transversal durante las etapas de fracturamiento hidráulico, no obstante esta dirección puede no ser la más segura para perforar al compararse con otras direcciones.

**Paso 8.** Construcción de diversas trayectorias para el pozo horizontal, las cuales resultan de la combinación de los siguientes parámetros:

- Punto de inicio de la desviación.
- Azimut de la sección desviada.
- Punto de aterrizaje lateral.
- Azimut de la sección horizontal.
- Longitud lateral del pozo.

### **Parte 3: Análisis geomecánico**

**Paso 9.** Obtención de las curvas necesarias a partir del modelo integrado 3D para la generación y análisis de cada una de las ventanas de peso de lodo de perforación correspondientes a cada trayectoria seleccionada previamente, con el fin de comparar y reconocer cual trayectoria es la más segura para perforar el pozo horizontal.

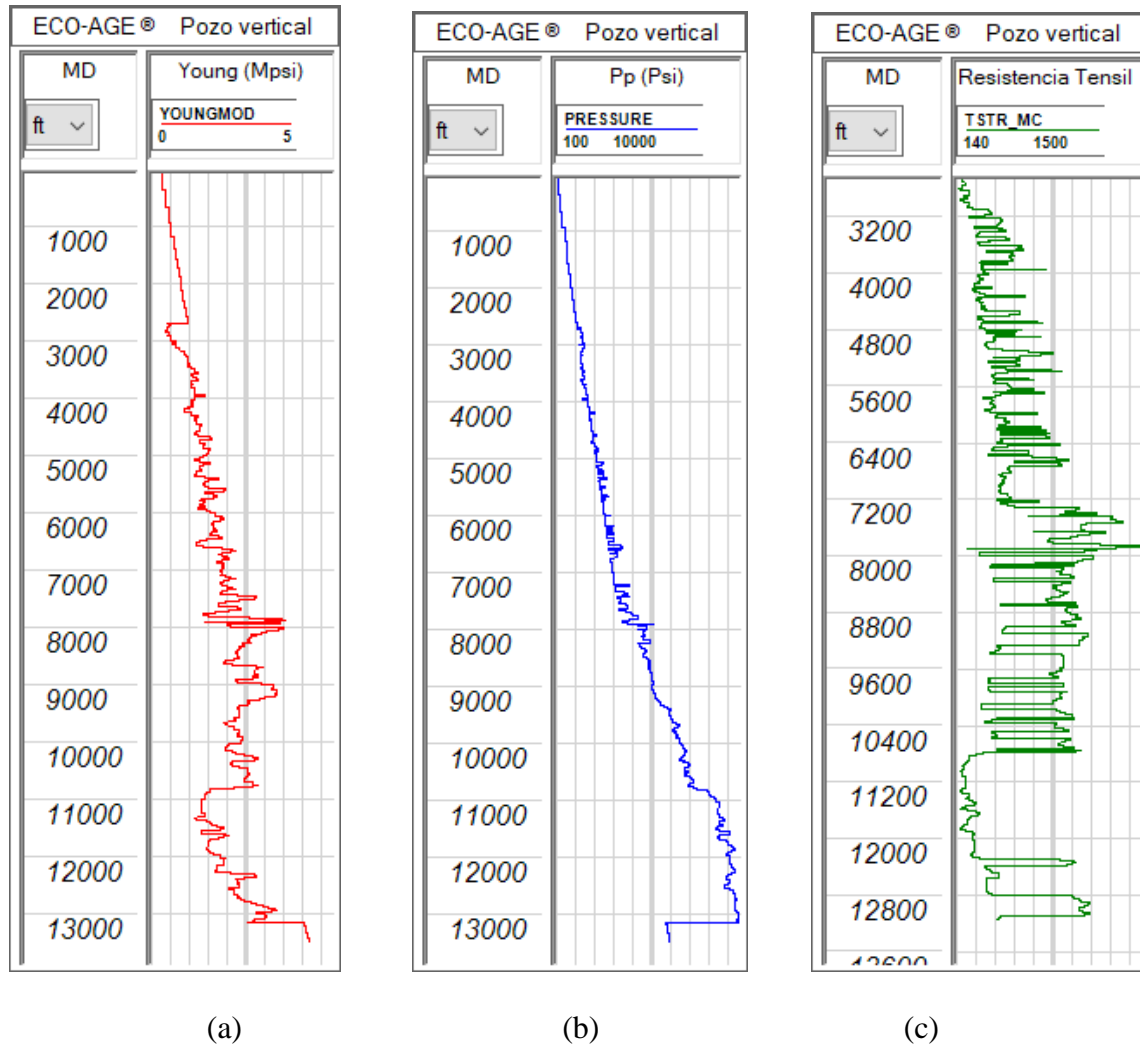
**Paso 10.** Selección de la trayectoria con ventana de peso de lodo más segura para la perforación, es decir, donde se identifiquen la menor cantidad de zonas propensas a fallar ya sea con eventos de breakouts o pérdidas severas de lodo.

## **5. Aplicación de la metodología y Resultados.**

Cada paso propuesto en la metodología de trabajo fue aplicado en el área de interés de esta investigación, que corresponde a una formación con alto potencial no convencional en la cuenca del Valle Medio del Magdalena donde se encuentra un pozo vertical ya perforado y del cual se desviará el pozo horizontal para el que, en este trabajo, se seleccionará la mejor trayectoria de perforación.

**Paso 1.** Los registros requeridos del pozo vertical de referencia fueron facilitados por el Instituto Colombiano del Petróleo y cargados en el software ECOAGE como se muestra en las figuras 29 y 30.

Figura 27. Registros de las variables geomecánicas del pozo vertical de referencia.

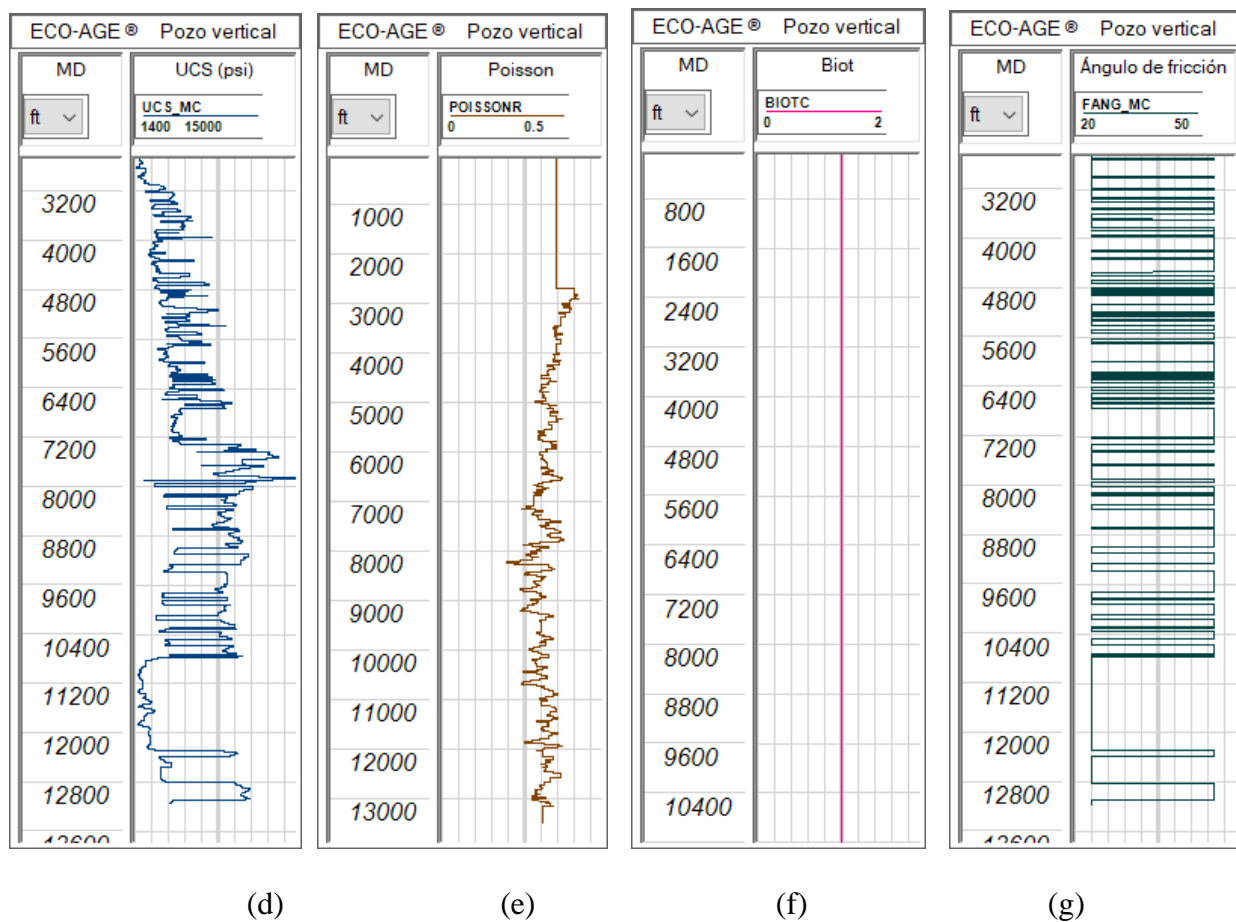


Nota: Módulo de Young (a), Presión de poro (b) y Resistencia tensil (c).

De los registros se resalta que después de los 8000 ft el Módulo de Young se aparta un poco de la tendencia general del pozo ya que, su valor no sigue aumentando con la profundidad, sino que, a los 11000 ft cae notoriamente para después sí continuar con la tendencia, es decir que en

este rango de profundidades el comportamiento es diferente. La presión de poro por su parte aumenta con la profundidad en todo el pozo, sin embargo, la curva tiene mayor inclinación entre los 8000 ft y los 13000 ft. En relación a la resistencia tensil se observa un cambio de tendencia a los 8000 ft y una caída fuerte a los 10400 ft.

Figura 28. Registros de los aspectos geomecánicos del pozo vertical de referencia.



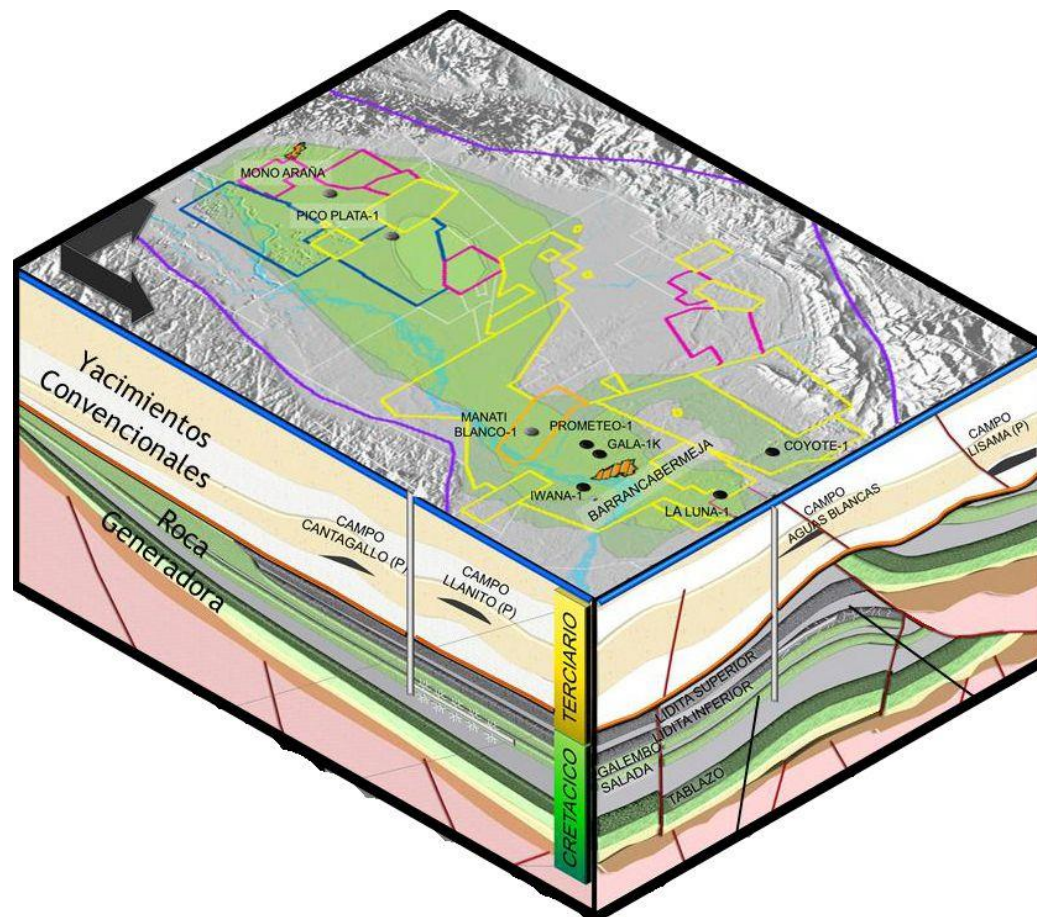
Nota: UCS (d), Poisson (e), Biot (f) y Ángulo de fricción (g).

De igual manera, en la figura 30, se resalta el comportamiento de la resistencia a la compresión uniaxial ya que inicialmente hasta 7200 ft su tendencia va en aumento, posteriormente, aunque con mucha fluctuación se observa una tendencia contraria hasta 10400 ft donde su valor cae considerablemente cumpliendo con la respuesta común de los shale. La razón

de Poisson por su parte es menos variable, sin embargo, es notoria la caída que se presenta entre los 8000 ft y los 9000 ft donde la curva pasa la línea de la mitad correspondiente a 0,25.

**Paso 2.** La formación de interés no convencional para navegar horizontalmente en este caso de estudio, se encuentra en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, específicamente en el cretácico tardío a una profundidad base dada de 8760 ft y con tope a 8340 ft, lo cual infiere un espesor bruto de 420 ft. Como se observa en la figura 31, los yacimientos en roca generadora en el valle medio del Magdalena cuentan con la existencia de pozos verticales ya perforados los cuales facilitan los estudios pilotos de los proyectos no convencionales.

*Figura 29.* Rocas generadoras tipo shale en el Valle Medio del Magdalena



Fuente: Tovar, (2019).

La formación de interés en este estudio, particularmente se caracteriza por la presencia de capas de chert y liditas que alternan con lutitas y shale. En un estudio realizado por Terraza, R. (2003) se obtiene la descripción petrográfica generalizada de algunas muestras de afloramiento representativas de la formación, las cuales se resumen en la tabla 4, donde además se resaltan los valores de materia orgánica total, los cuales son muy buenos en cuanto a expectativas de calidad y producción.

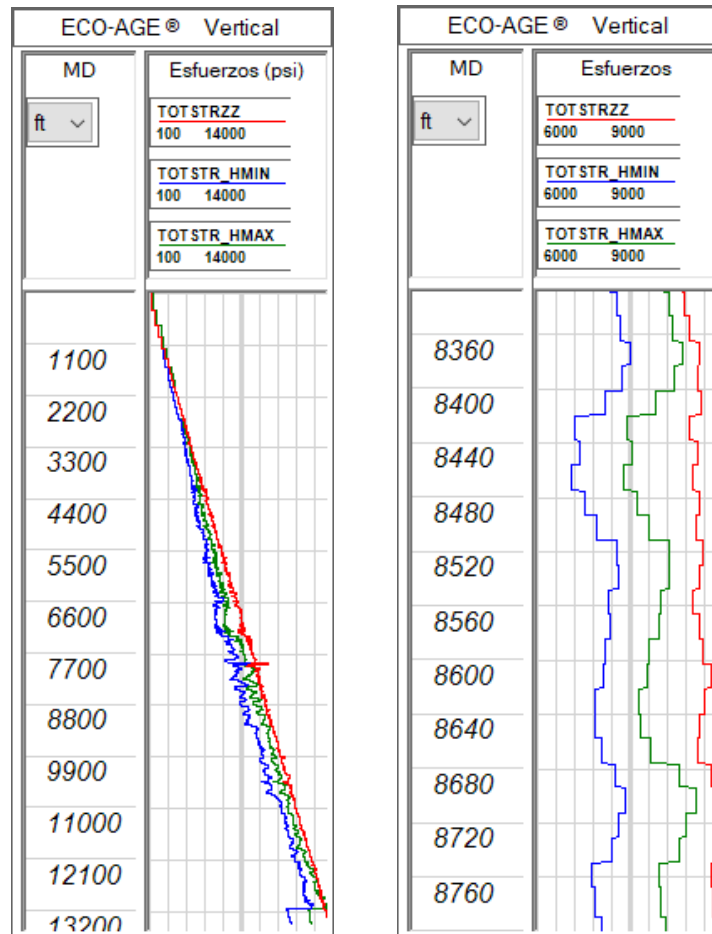
**Tabla 4.** Descripción petrográfica de la formación de interés.

Muestra	Descripción	Mineralogía
RT-179	Caliza	Bioesparita (RT-174) y biointramicroesparita (RT-179), donde el armazón lo componen bioclastos entre 58,3-67,6% o intraclastos calcáreos fosfatizados hasta 16,6%; el cemento esparítico alcanza entre 1,3-32,5%, matriz calcárea microesparítica hasta 16,6%, arcilla terrígena hasta 4,6%, <b>materia orgánica entre 2,6-6,6%</b> , pirita ante 2-4% y posibles nódulos fosfáticos hasta 3,3%; reemplazamiento de calcita esparítica o microesparita por fosfato entre 9,3 y 30,6% del volumen total de la roca.
RT-174	Caliza	
RT-177	Chert calcáreo	Sílice o cuarzo muy lino a finamente cristalino entre 21-63% del volumen total de la roca; bioclastos entre 8-26% (foraminíferos bentónicos y planctónicos, restos de peces), pinta entre 1- 6,6%, fosfato entre 2-5%, <b>materia orgánica entre 1-8%</b> y cuarzo detrítico hasta 4,6%, entre los componentes más importantes.
RT-180	Chart calcáreo	
RT-174B	Chert calcáreo	

Nota. Descripción macroscópica y mineralógica de las muestras de afloramiento de la formación de interés. Adaptado de: Terraza M., R. (2003).

La profundidad precisa para el aterrizaje lateral se seleccionó a **8469 ft**, donde el módulo de Young es alto y la razón de Poisson baja comparada con las zonas cercanas y también, con mayor relevancia porque a esta profundidad el valor del esfuerzo horizontal mínimo es el más bajo, condición ideal para limitar la longitud vertical de la fractura hidráulica (Antolinez & Bohorquez, 2018). En la figura 32, se muestra la variación de los esfuerzos principales con la profundidad y además se evidencia claramente que el régimen de esfuerzos en el área corresponde a un régimen normal ya que el  $S_v > S_{Hmax} > S_{Hmin}$ .

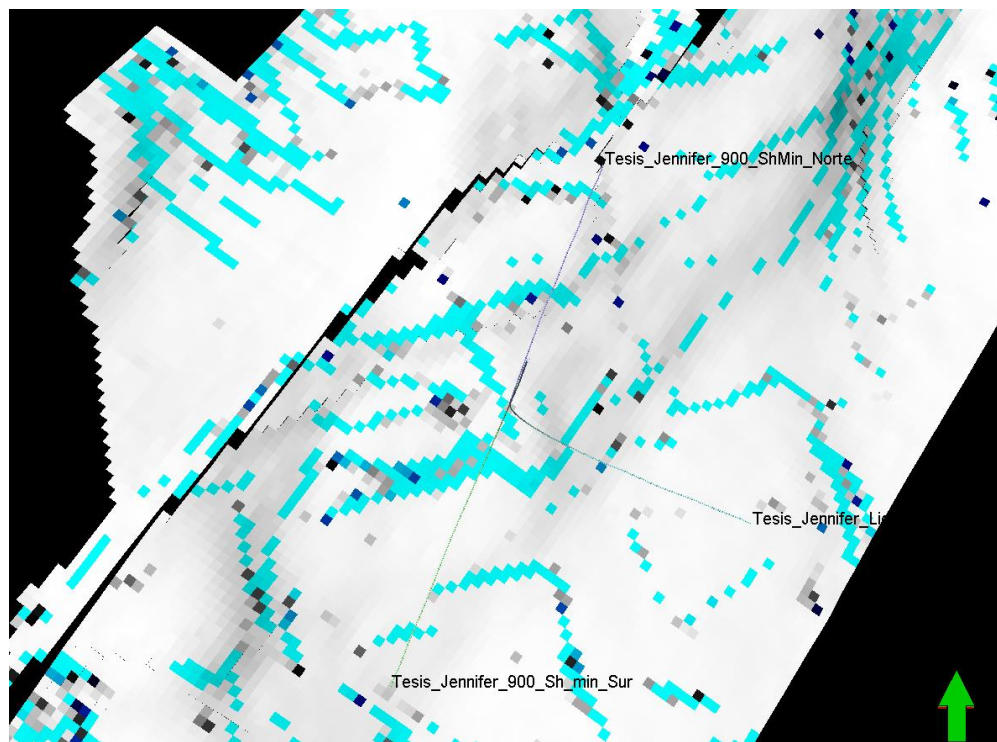
Figura 30. Esfuerzos principales en el pozo vertical de referencia.



Nota: Esfuerzo horizontal mínimo (curva azul), Esfuerzo horizontal máximo (curva verde), Esfuerzo Vertical (curva roja)

**Paso 3.** La información del mapa integrado 3D fue proporcionada por el Instituto Colombiano del Petróleo. Este mapa del área de interés comprende el sistema de fracturas naturales o zonas de discontinuidad que se muestran en color azul en la figura 33, y también comprende las variaciones de los aspectos geomecánicos en el espacio, los cuales son necesarios para analizar el efecto de los mismos en el comportamiento de las ventanas seguras del lodo de perforación a través de las diversas trayectorias que serán propuestas.

*Figura 31.* Sistema de fracturas naturales en el área de interés.



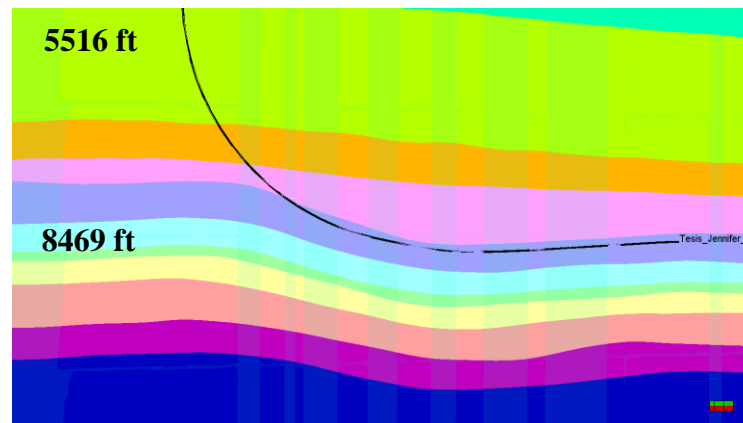
Del mapa además se obtienen las siguientes direcciones:

**Dirección del esfuerzo horizontal mínimo:** 22°NE

**Dirección del esfuerzo horizontal máximo:** 112°SE

**Paso 4.** El punto de inicio de la desviación para el diseño de perforación del pozo horizontal se ubicó a **5516 ft** como se ilustra en la figura. 34, cumpliendo con el patrón no estandarizado de la tabla 3, además de considerar las características adecuadas para posicionar las herramientas de desvío.

*Figura 32.* Patrón de diseño del pozo horizontal.

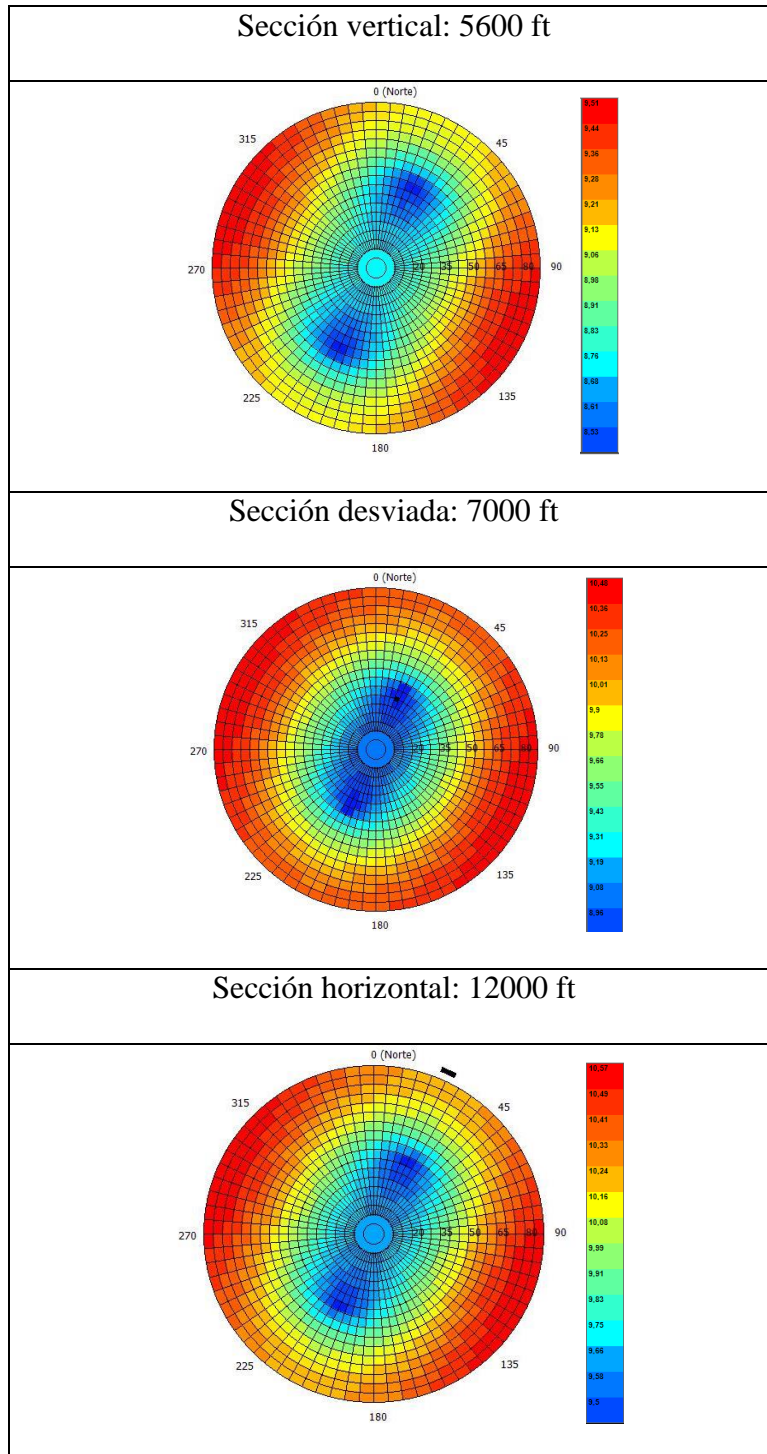


**Paso 5.** El análisis polar se realizó en el Software ECOAGE considerando los esfuerzos del campo cercano al pozo de referencia con el fin de obtener las direcciones de perforación recomendadas para la sección vertical, desviada y horizontal.

En la tabla 5, se pueden ver las tres cartas polares de análisis al colapso que se generaron considerando tres profundidades distintas, en este caso las cartas muestran una zona de color azul que corresponde a la dirección e inclinaciones de mayor estabilidad en contraste con la zona color naranja-roja que representa las zonas con menor estabilidad. Es importante resaltar que para las tres secciones la dirección recomendada se ubica en el primer cuadrante y es cercana a los  $22^{\circ}\text{NE}$ , que es la dirección del esfuerzo horizontal mínimo, la semejanza en la dirección recomendada para la perforación es debido a que la variación de la dirección del esfuerzo horizontal máximo en las tres secciones es muy baja o nula es decir que posiblemente no hay rotación de esfuerzos.

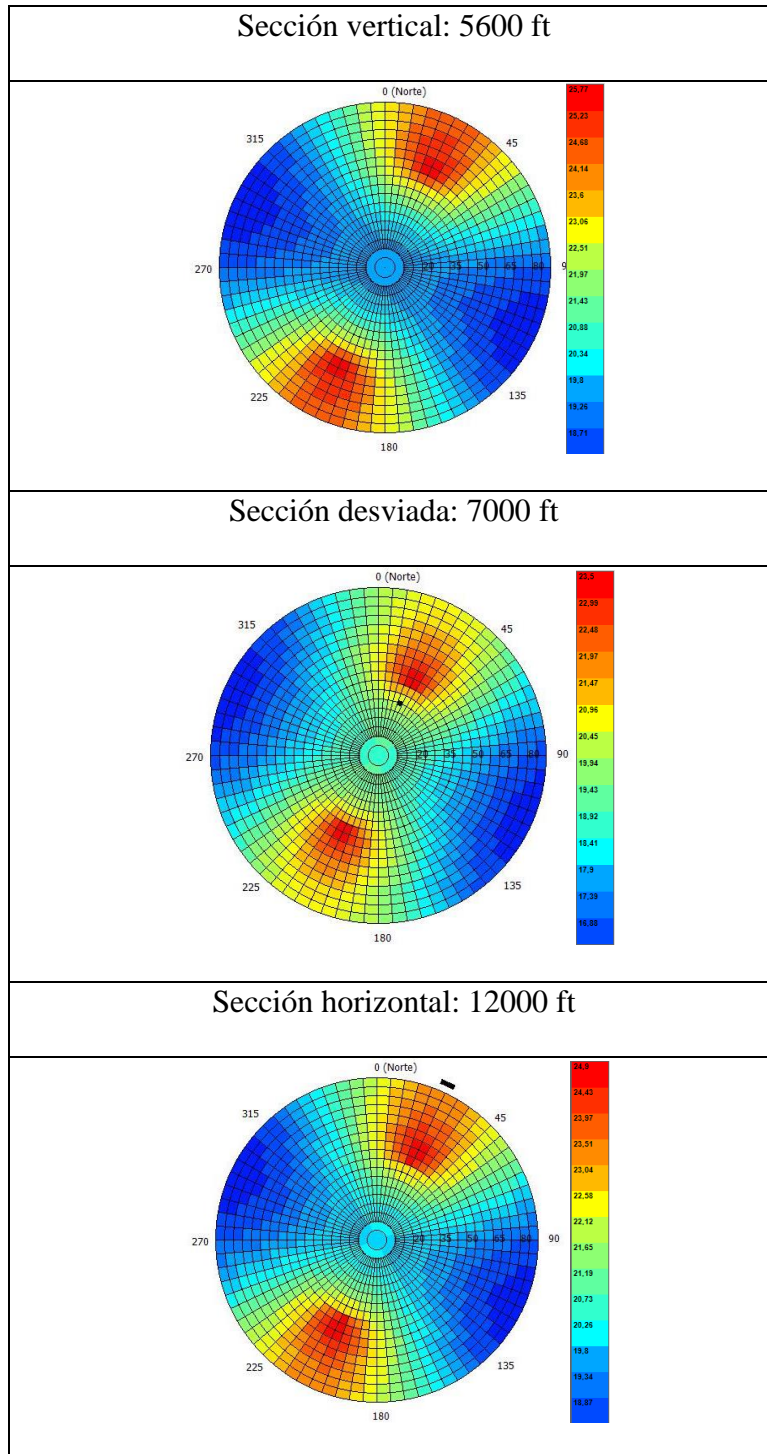
El peso de lodo recomendado para el control del colapso debe ser máximo de 9,2 ppg para sección vertical, 10 ppg para la sección desviada y 10,2 ppg para sección horizontal.

**Tabla 5.** Rosetas de análisis polar al colapso.



Complementando, en las tres profundidades anteriores también se crearon tres cartas polares para analizar la tendencia a la iniciación de la fractura, las cuales se muestran en la tabla 6.

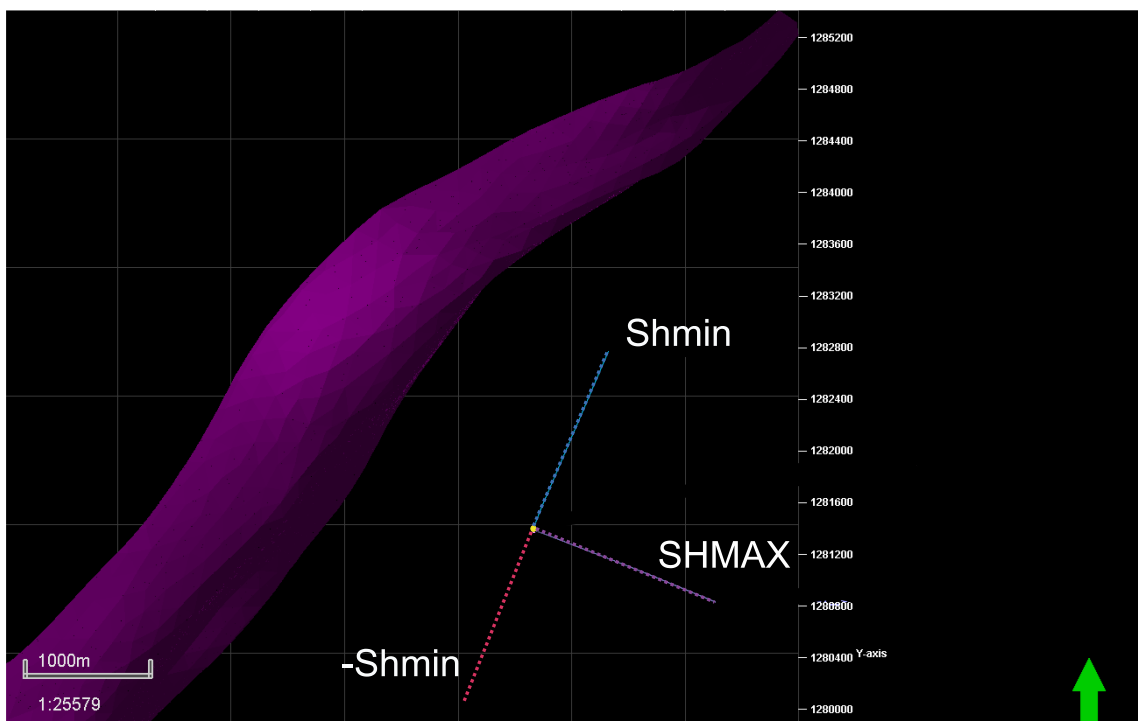
**Tabla 6.** Rosetas de análisis polar a la iniciación de fracturas.



La dirección con menos riesgo de inducir fracturas esta entre 90°E y 135°SE, cercano a la dirección del esfuerzo horizontal máximo. En las tres profundidades analizadas los pesos de lodo recomendados son bastantes altos comparados con los pesos de lodo para el control de colapso, específicamente los valores son: 20,9 ppg para la sección desviada, 23 ppg para la sección vertical y 22,5 ppg para la sección horizontal, por lo que, si se logra controlar el colapso no habrá riesgo de tener fracturas inducidas. Además de que técnica y económicamente los pesos de lodo mayores de 20 ppg son casi imposibles de lograr debido a que se necesitaría un aditivo muy pesado y el costo sería mayor.

**Paso 6.** En el análisis al sistema de fracturas naturales existentes en el área de interés se reconoce una falla que se extiende diagonalmente de sur a norte como se muestra en la figura 35, y cuya cercanía al pozo de referencia limita considerablemente la construcción de trayectorias en dirección Oeste por lo que las tres trayectorias propuestas serán en dirección Este.

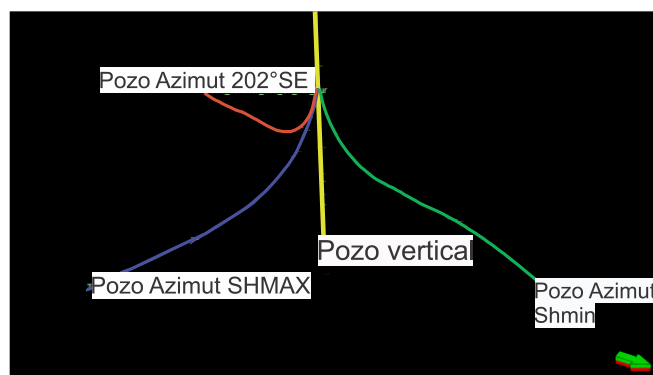
Figura 33. Falla cercana al pozo de referencia.



**Paso 7.** Los tres azimuts propuestos para construir las posibles trayectorias del pozo horizontal se muestran en la figura 36, y se mencionan a continuación:

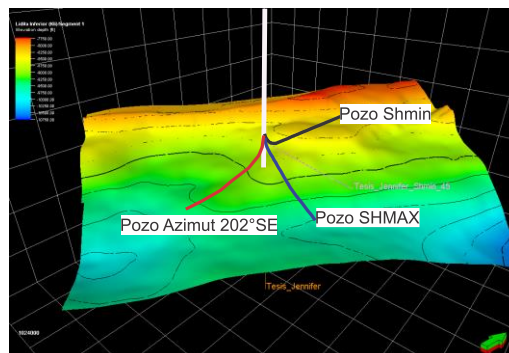
- 1) Dirección del esfuerzo horizontal mínimo 22°NE
- 2) Dirección del esfuerzo horizontal máximo 112°SE
- 3) Dirección 202°SE

*Figura 34.* Azimut de los pozos horizontales propuestos.



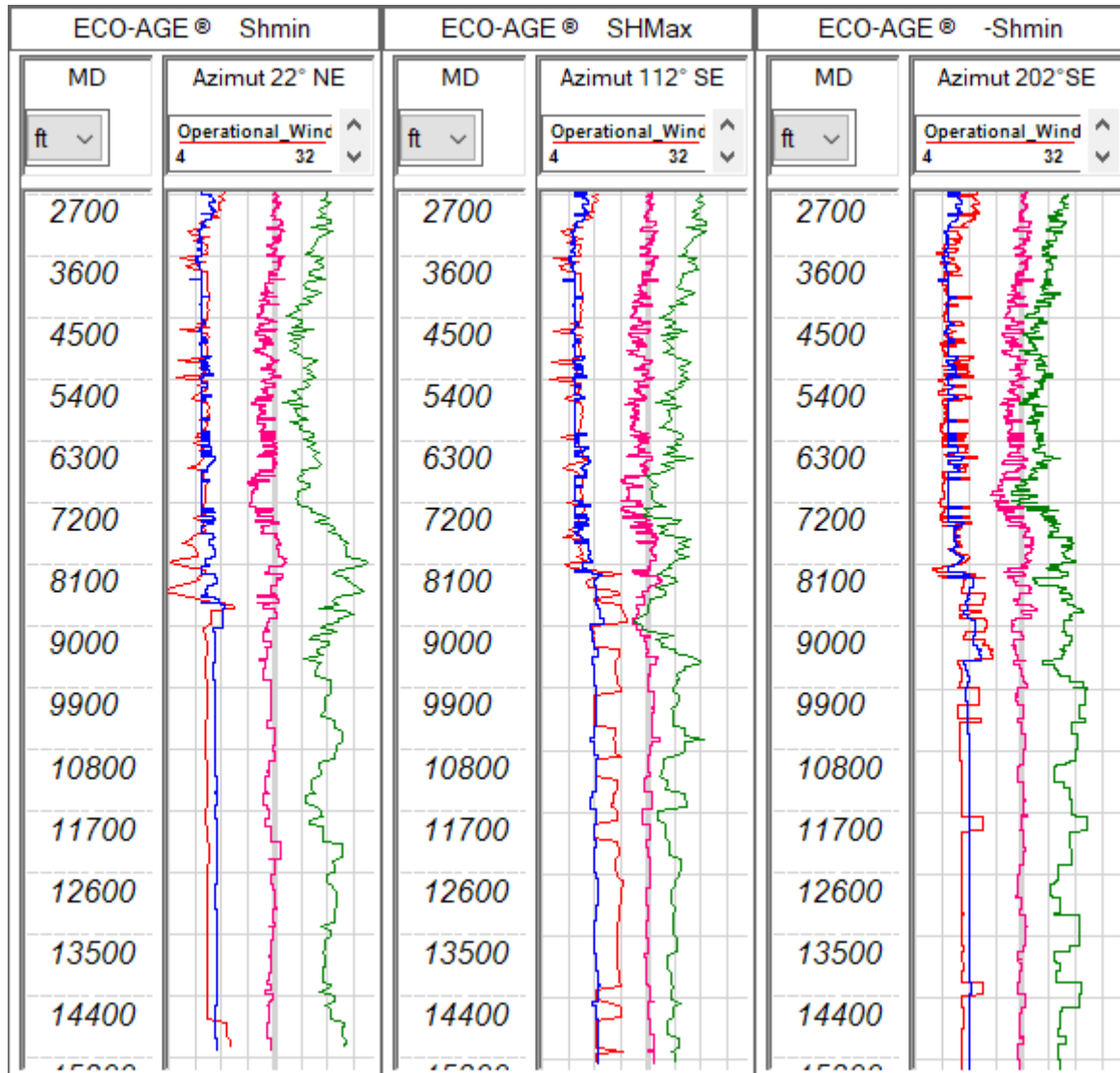
**Paso 8.** Para este caso de estudio como se ve en la figura 37, se optó por tomar para las tres trayectorias propuestas el mismo punto de inicio de la desviación y el mismo punto de aterrizaje lateral con el fin de comparar en profundidad como afectan los aspectos geomecánicos la estabilidad de las ventanas de perforación, la longitud horizontal en todos los diseños se definió en el software Petrel como 1500 metros.

*Figura 35.* Trayectorias de perforación de los pozos horizontales.



**Paso 9.** Las ventanas operacionales de cada pozo tienen un rango de peso del lodo desde 4 PPG hasta 32 PPG y se realizaron en el Software ECOAGE con las curvas obtenidas del mapa integrado a través de cada trayectoria, los resultados se muestran a continuación.

Figura 36. Ventanas operacionales.



Nota: Dirección 22°NE (Izquierda), Dirección 112°SE (Centro), Dirección 202°SE (Derecha).

Curva de colapso (rojo), Presión de poro (azul), Shmin (fucsia), Curva de fractura (verde).

Los tres pozos propuestos inician la desviación a partir del pozo de referencia a una profundidad de 5516 ft (TVD), la sección desviada termina aproximadamente a 8400 ft (MD) y la sección horizontal va hasta 15300 ft (MD).

**Paso 10.** Al analizar las tres ventanas operacionales se destaca que para la sección horizontal el rango de valores para el peso de lodo es más estrecho que para la sección desviada, por ejemplo, en la ventana con azimut  $112^{\circ}\text{SE}$  ubicada en el centro, el rango para sección desviada va de 6,4 ppg a 22,4 ppg y en la sección horizontal se reduce a un rango de 12,8 ppg a 19,2 ppg además, al comparar las ventanas se resalta que la ventana ubicada en la parte izquierda de la figura 35. correspondiente a la trayectoria  $22^{\circ}\text{NE}$ , notoriamente tiene rangos de valor para el peso de lodo más amplios y constantes tanto en la sección desviada como en la sección horizontal, lo cual facilita el manejo de lodo y una operación de perforación más segura.

La ventana en dirección  $112^{\circ}\text{NE}$  además de ser la más estrecha presenta mayores variaciones en los valores de las curvas lo cual sugiere un reto al momento de seleccionar el peso de lodo seguro para perforar ya que por ejemplo a 8100 ft terminado la sección desviada y a 9000 ft iniciando la sección horizontal el rango de peso de lodo es mínimo, es decir, las curvas de presión de colapso y fractura están muy cercanas, lo cual significa que existe alto riesgo de colapso y pérdidas de circulación por fracturas inducidas si el lodo sufre pequeños cambios en su densidad.

En cuanto a la ventana en dirección  $202^{\circ}\text{SE}$ , se observa un rango intermedio comparado con las otras dos trayectorias lo cual garantiza cierta seguridad a la hora de perforar en esa dirección.

Considerando lo anterior, la ventana operacional seleccionada, en este caso de estudio, corresponde a la trayectoria en dirección  $22^{\circ}\text{NE}$  ya que el rango de peso de lodo es más amplio y las curvas presentan un comportamiento constante a lo largo de la trayectoria, facilitando la

selección de un único peso de lodo para perforar tanto la sección desviada como la sección horizontal con el mínimo o casi nulo riesgo de breakouts o pérdidas de lodo.

**5.1 Discusión.** La trayectoria de perforación seleccionada en este caso de estudio corresponde únicamente a la trayectoria más segura para perforar, por lo tanto, como los proyectos son en yacimientos no convencionales es necesario adicionar el estudio de las etapas de fracturamiento hidráulico en diversas trayectorias y con su resultado concluir cual debe ser la trayectoria final del pozo horizontal considerando tanto la operación de perforación como la de fracturamiento.

## 6. Conclusiones

Se desarrolló una metodología para la planeación y selección de la trayectoria de perforación más segura de pozos horizontales en yacimientos no convencionales de la cuenca del Valle Medio del Magdalena considerando las variaciones de los aspectos geomecánicos en diversas trayectorias propuestas en el área de interés.

Se concluyó que las variaciones areales de los aspectos geomecánicos en los yacimientos no convencionales, según las curvas obtenidas del mapa integrado 3D en este caso de estudio, generan un gran impacto en el diseño de trayectorias y en la operación de perforación de los pozos horizontales para fracturamiento hidráulico ya que en algunas direcciones las ventanas de lodo se hacen más estrechas debido a los bajos valores de UCS y altos valores de presión de poro además de la presencia de fracturas naturales.

Se encontró que la cuenca Sichuan al sureste de China, con alto potencial no convencional y con complejidades geológicas y altos retos geomecánicos cuenta con amplias experiencias de campo y aplicación de análisis geomecánico en el manejo y corrección de inestabilidades en pozos horizontales, por lo cual se hace pertinente tomar los estudios realizados en sus pozos

problemáticos, como base para el diseño de la metodología de selección de trayectorias en la cuenca del Valle Medio del Magdalena y así prevenir desde la planeación posibles problemas en la operación de perforación.

Las restricciones geológicas y la longitud lateral de los pozos son parámetros decisivos a la hora de construir posibles trayectorias ya que, el área de contacto entre el pozo y el yacimiento está directamente relacionada con la producción y el recobro total que se pueda lograr.

La disponibilidad de los registros de pozos verticales ya perforados en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, los cuales serán desviados para construir los pozos horizontales en yacimientos no convencionales, y los reportes de perforación previos permiten predecir las zonas donde se pueden presentar posibles problemas de inestabilidad durante la perforación.

### **Recomendaciones**

Se recomienda la implementación de la metodología de trabajo propuesta en esta investigación para todas las formaciones de interés no convencional en la cuenca del Valle Medio del Magdalena ya que permite considerar y evaluar el comportamiento de los aspectos geomecánicos a través de diversas trayectorias en un área de interés y a partir de su análisis seleccionar la trayectoria de perforación con menor riesgo.

La actualización constante de los mapas integrados 3D se debe hacer tan pronto se obtenga nueva información del área en estudio, esto permite una mejor aproximación al comportamiento de los aspectos geomecánicos en el tiempo y a través de diversas trayectorias lo cual asegura una selección más apropiada de la trayectoria del pozo a perforar.

Se debe asegurar la información precisa de la rotación de esfuerzos con la profundidad ya que una variación en estos puede modificar la trayectoria recomendada.

**Bibliografía**

- Abbas, A. K., Alhussainy, S. D., Abdul Hussien, H. A., & Flori, R. E. (2019). Safe mud weight window determination: A case study from southern Iraq. *53rd U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium*.
- ANH. (2012). Cuenca Valle Medio del Magdalena - Integración Geológica de la Digitalización y Análisis de Núcleos. *Anh*, 82.
- Antolinez, J., & Bohorquez, C. (2018). Evaluación del impacto de los parámetros geomecánicos en procesos de estimulaciones hidráulicas masivas en la formación la luna (Cuenca Valle Medio del Magdalena) (Universidad de America). Retrieved from <https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/7193/1/5132766-2018-2-IP.pdf>
- Barrero, D., Pardo, A., Vargas, C., & Martínez, J. (2007). *Colombian Sedimentary Basins*. Retrieved from [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian\\_sedimentary\\_basins.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Cuencas-sedimentarias/Documents/colombian_sedimentary_basins.pdf)
- Breyer, J. (2012). Shale Reservoirs: Giant Resources for the 21st Century, AAPG Memoir 97 Volumen 97 de AAPG Memoir. In AAPG (Ed.), *American Association of Petroleum Geologists*.
- EIA. (2013). *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources : An Assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States. 2013(June)*.
- Grimaldo, D., & Lopez, M. (2019). *Análisis de indicadores y variables relacionadas a la inestabilidad mecánica de pozo para el control y seguimiento a las actividades de perforación en el campo castilla*. (Universidad Industrial d Santander). Retrieved from

<http://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/7660/1/5141898-2019-2-IP.pdf>

Gui, F., Wang, S., Bordoloi, S., & Ong, S. H. (2019). Understanding the geomechanical challenges and risk mitigation in Sichuan shale gas drilling, China. *International Petroleum Technology Conference 2019, IPTC 2019*. <https://doi.org/10.2523/iptc-19387-ms>

Han, Y., & Meng, F. (2014). Selecting safe mud weight window for wellbore in shale while drilling using numerical simulation. *SPE/IADC Drilling Conference, Proceedings, 2*, 647–661. <https://doi.org/10.2118/167991-ms>

Hemphill, T. (2012). Drilling in fracture shales: Another look at the mud weight problem. *46th US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium 2012, 3*, 1619–1625.

Khatibi, S., Farzay, O., & Aghajanjpour, A. (2018). A method to find optimum mud weight in zones with no safe mud weight windows. *52nd U.S. Rock Mechanics/Geomechanics Symposium*.

Porras, J. (2007). Basamento en La Concepción, Cuenca de Maracaibo: oportunidad de explotación de un yacimiento no convencional. *IX Congreso Geológico Venezolano*. Retrieved from [https://www.researchgate.net/publication/305725611\\_Yacimientos\\_No\\_Convencionales\\_en\\_el\\_Campo\\_La\\_Concepcion\\_Cuenca\\_de\\_Maracaibo](https://www.researchgate.net/publication/305725611_Yacimientos_No_Convencionales_en_el_Campo_La_Concepcion_Cuenca_de_Maracaibo)

Qiu, K., Cheng, N., Ke, X., Liu, Y., Wang, L., Chen, Y., ... Xiong, P. (2013). 3D reservoir geomechanics workflow and its application to a tight gas reservoir in Western China. *Society of Petroleum Engineers - International Petroleum Technology Conference 2013, IPTC 2013: Challenging Technology and Economic Limits to Meet the Global Energy Demand, 7*, 5155–5165. <https://doi.org/10.2523/iptc-17115-ms>

- Ruiz, M. (2013). *Caracterización litoestratigráfica de la Formación la Luna mediante el análisis de multiatributos sísmicos en la prospección de hidrocarburos no convencionales*. 94.
- Shen, X. (2016). Widened safe mud window for naturally fractured shale formations: A workflow and case study. *Society of Petroleum Engineers - IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology Conference*. <https://doi.org/10.2118/180519-MS>
- Short, J. (1993). *Introduction to directional and horizontal drilling*. Retrieved from [https://www.academia.edu/10219835/Introduction\\_to\\_Directional\\_and\\_Horizontal\\_Drilling\\_-\\_Jim\\_Short](https://www.academia.edu/10219835/Introduction_to_Directional_and_Horizontal_Drilling_-_Jim_Short)
- Terraza, R. (2003). Origen diagenético de Cherts y Porcelanitas en las formaciones Lidita Inferior y Lidita Superior (Grupo Oliní), al sur de San Luis (Tolima), Valle Superior del Magdalena, Colombia. *Geología Colombiana*, 28(0).
- Tovar, E. (2019). Expectativas del Fracking en Colombia. *ANDI*, 53(9). <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Wang, W., Wen, H., Jiang, P., Zhang, P., Zhang, L., Xian, C., ... Xie, Q. (2019). Application of anisotropic wellbore stability model and unconventional fracture model for lateral landing and wellbore trajectory optimization: A case study of shale gas in Jingmen area, China. *International Petroleum Technology Conference 2019, IPTC 2019*. <https://doi.org/10.2523/iptc-19368-ms>