

**ELABORACIÓN DE UNA MATRIZ DE RIESGOS Y RECOMENDACIONES,
BASADA EN UN ESTUDIO GEOMECÁNICO, PARA UN PROCESO DE
ESTIMULACIÓN HIDRÁULICA EN ARENAS DE BAJA PERMEABILIDAD DE
FORMACIONES DEL OLIGOCENO EN LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL
MAGDALENA**

**DANIEL FELIPE GARCÍA QUINTERO
DANIEL EDUARDO RAMÍREZ BUSTOS**



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

2020

**ELABORACIÓN DE UNA MATRIZ DE RIESGOS Y RECOMENDACIONES,
BASADA EN UN ESTUDIO GEOMECÁNICO, PARA UN PROCESO DE
ESTIMULACIÓN HIDRÁULICA EN ARENAS DE BAJA PERMEABILIDAD DE
FORMACIONES DEL OLIGOCENO EN LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL
MAGDALENA**

**DANIEL FELIPE GARCÍA QUINTERO
DANIEL EDUARDO RAMÍREZ BUSTOS**

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero de Petróleos

**Director
REINEL CORZO RUEDA
M.Sc. Ingeniería de Hidrocarburos**

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

2020

DEDICATORIA

A mis padres que siempre me apoyaron en las decisiones tomadas y me dieron las fuerzas para seguir siempre adelante, su fortaleza ha sido ejemplo de vida y este logro es por y para ellos.

A la querida y amada mujer que estuvo a mi lado desde el inicio de esta aventura llamada Ingeniería de Petroleos, Edith gracias por tu apoyo incondicional y ser el motor para crecer cada día junto a tí.

Daniel Felipe García Quintero

DEDICATORIA

A Dios por todas las bendiciones que me ha regalado en la vida y permitirme alcanzar un sueño mas de los muchos que faltan.

A mi querida y amada madre quien es la mejor de este mundo, gracias por tu apoyo incondicional, por creer siempre en mi y ser un ejemplo de disciplina, perseverancia y fortaleza, sin ella nada de esto hubiera sido posible.

A mi prometida y futura esposa por estar siempre a mi lado, por su paciencia y sabiduria en momentos de dificultad, este es uno de los muchos triunfos que celebraremos juntos.

A mi primo que siempre ha estado pendiente en el desarrollo de mi carrera y apoyandome para cumplir esta meta.

A todos mis familiares y amigos que influenciaron directa e indirectamente para poder lograr este objetivo que es ser profesional.

A mis Pastores, quienes aun en la distancia se que sus oraciones me acompañan y bendicen.

Daniel Eduardo Ramirez Bustos

AGRADECIMIENTOS

Gracias a nuestro director el Msc. Reinel Corzo, por su dirección, amabilidad y paciencia, fue muy grato aprender a su lado, al Ingeniero Hernán y la Ingeniera Jenny Mabel por su guía y amabilidad en el laboratorio de rocas, a la geóloga Erica por su inmensa ayuda en la preparación de las muestras.

Gracias al Geólogo Edgar Pineda, por darnos la oportunidad de participar de este gran proyecto para la empresa y su apoyo en todo momento.

Gracias al Geólogo y Geomecánico, candidato a magister Oscar Acevedo por su inmensa ayuda y paciencia enseñándonos a usar el software Petrel y montaje del modelo geomecánico.

Gracias a los ingenieros Hernan Mantilla, Jenny Mabel y el grupo de laboratorio de rocas del ICP por su enseñanza, guía y colaboración en los ensayos realizados.

Gracias al grupo de Investigación de Estabilidad de Pozo GIEP por darnos la oportunidad de integrarnos y conocer tan maravillosas personas.

Gracias a todos los profesores de la Universidad Industrial de Santander que hicieron parte de nuestro proceso de formación como profesionales.

CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	16
1. OBJETIVOS	17
1.1 OBJETIVO GENERAL	17
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS	17
2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	18
3. GEOLOGÍA DE LA ZONA	19
3.1 GEOLOGÍA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA	19
3.2 FORMACIONES DEL OLIGOCENO	20
3.2.1 Formación Mugrosa	22
3.2.2 Formación Colorado	22
3.3 AMBIENTES SEDIMENTARIO	22
3.4 CASO DE ESTUDIO	23
4. RIESGOS GEOMECÁNICOS	28
4.1 RETOS DEL FRAC TURAMIENTO EN EL vmm	29
4.2 RIESGOS IDENTIFICADOS EN LA LITERATURA	32
5. MODELO GEOMECÁNICO	40
5.1 METODOLOGÍA MODELO GEOMECÁNICO 1D	40
5.1.1 Revisión de información	41
5.1.2 Modelado de registros sintéticos.	42
5.1.3 Propiedades mecánicas y elásticas.	50
5.1.4 Cálculo de esfuerzos.	53
5.1.5 Calibración del modelo.	55
4.2 ENSAYOS DE LABORATORIO	59
4.2.1 Brazilian Test - Norma ASTM-D3967-16.	59

4.3 RESULTADOS	62
5. MATRIZ DE RIESGO Y RECOMENDACIONES	64
5.1 IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS	64
5.2 ANÁLISIS DE RIESGOS	65
5.2.1 Baja fragilidad	67
5.2.2 Altas pérdidas de presión en el Near-Wellbore	71
5.2.3 Alto gradiente de fractura	73
5.2.4 Propagación vertical no deseada	75
5.3 RECOMENDACIONES.	76
6. CONCLUSIONES	78
7. RECOMENDACIONES	80
BIBLIOGRAFÍA	81
ANEXOS	85

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Porosidad y permeabilidad para los litotipos en el “Campo UIS”.	25
Tabla 2. Resumen informes de fracturamiento VMM	29
Tabla 3. Información de los pozos analizados del caso estudio.	41
Tabla 4. Porcentaje de Error del Registro DT modelado	45
Tabla 5. Porcentaje de error del registro DTS modelado	49
Tabla 6. Correlaciones para UCS encontradas en la literatura.	51
Tabla 7. Clasificación del régimen de esfuerzos	53
Tabla 8. Datos de reportes de fracturamiento en la formación Mugrosa	55
Tabla 9. Matriz de Riesgos Geomecánicos en arenas apretadas	64
Tabla 10. Matriz de Probabilidad.	65
Tabla 11. Matriz de Consecuencia.	66
Tabla 12. Mapa de calor para la identificación del nivel de riesgo.	66
Tabla 13. Clasificación sugerida de la roca basada en el índice de fragilidad.	67
Tabla 14. Fragilidad a partir del Módulo de Young y Relación de Poisson.	67
Tabla 15. Nivel de riesgo según el diferencial de esfuerzos.	72
Tabla 16. Nivel de riesgo según el gradiente de fractura.	74
Tabla 17. Matriz de riesgo y recomendaciones	77

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Columna Estratigráfica Cuenca VMM	21
Figura 2. Tipos de Roca con su respectiva relación sedimentológica.	25
Figura 3. Modelo Litotipos para la Formación Mugrosa.	26
Figura 4. Modelo Litotipos para la Formación Colorado.	26
Figura 5. Permeabilidad vs Porosidad de arenas apretadas.	31
Figura 6. Datos de diferentes formaciones de arenas apretadas	32
Figura 7. Pérdidas por fricción	33
Figura 8. Presión de fractura en relación con a la diferencia de esfuerzos.	34
Figura 9. Monitoreo microsísmico.	36
Figura 10. Ottawa sand, mesh 20/40 a 5000psi de presión de cierre	37
Figura 11. Relación de ambos índices de fragilidad y porosidad.	38
Figura 12. Relación de fragilidad y contenido de arcillas	39
Figura 13. Metodología para la elaboración del modelo geomecánico	41
Figura 14. Crossplot RT vs DT	43
Figura 15. Set de registro Pozo UIS-5	44
Figura 16. Crossplot DT vs DTS	46
Figura 17. Calculo de error de los registros modelados.	47
Figura 18. DT y DTS Modelado para el pozo UIS-6	48
Figura 19. Error porcentual del registro DTS modelado para cada pozo	49
Figura 20. Cálculo de propiedades mecánicas pozo UIS-4	52
Figura 21. Método de Eaton para el cálculo de presión de poro Pozo 1 y 6.	54
Figura 22. Comparación datos de VMM con otras formaciones.	56
Figura 23. Propiedades y esfuerzos del pozo UIS-4	58
Figura 24. Preparación de muestra	60

Figura 25. Resultados Brazilian Test	63
Figura 26. Diferenciación del Litotipo 3 a partir de su fragilidad.	69
Figura 27. Diferenciación del Litotipo 5 a partir de su fragilidad.	70
Figura 28. Influencia del contenido de arcilla en la relación de fragilidad.	71
Figura 29. Diferencial de esfuerzos horizontales en el litotipo 3.	72
Figura 30. Diferencial de esfuerzos horizontales en el litotipo 5.	73
Figura 31. Presión de poro y gradiente de fractura pozo uis-1.	74
Figura 32. Presión de poro y gradiente de fractura pozo uis-6.	75
Figura 33. Formaciones adyacentes al litotipo 3 y 5 en el Pozo UIS-4.	76

LISTA DE ANEXOS

	Pág.
ANEXO A. Registros DT y DTS original y modelado para el pozo UIS-4 y UIS-5	85
ANEXO B. Resultados de laboratorio	86
ANEXO C. Propiedades y esfuerzos pozo uis-1	87
ANEXO D. Propiedades y esfuerzos pozo uis-5	88
ANEXO E. Registro fotográfico de la muestra del Pozo UIS-4	89
ANEXO F. Tabla de medidas de la muestra para ensayo Brazilian Test	90
ANEXO G. Equipo MTS 815 (Rock Mechanics Test System)	91

RESUMEN

TITULO: ELABORACIÓN DE UNA MATRIZ DE RIESGOS Y RECOMENDACIONES, BASADA EN UN ESTUDIO GEOMECÁNICO, PARA UN PROCESO DE ESTIMULACIÓN HIDRÁULICA EN ARENAS DE BAJA PERMEABILIDAD DE FORMACIONES DEL OLIGOCENO EN LA CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA*

AUTORES: DANIEL FELIPE GARCÍA QUINTERO; DANIEL EDUARDO RAMIREZ BUSTOS**

PALABRAS CLAVES: Geomecánica, Matriz de Riesgo, Fracturamiento, Estimulación Hidráulica, Mecánica de rocas, Módulo de Young, Relación de Poisson.

DESCRIPCIÓN: En este trabajo se recopila la información existente de fracturamiento hidráulico en la cuenca del VMM y la experiencia global, con el fin de generar un modelo y una matriz de riesgos geomecánicos que permite identificar, evaluar y entender los problemas que se presentan al momento de generar la geometría de fractura deseada en una estimulación hidráulica, para lo cual se utilizó la interpretación de registros de pozo, modelado de registros sísmicos (DT y DTS) sintéticos en los pozos que no se contaba con ellos, informes de perforación y pruebas de mecánica de rocas en laboratorio como el Brazilian test.

El modelo fue calibrado con la información de perforación (pruebas de presión y pesos de lodo), datos de pruebas uniaxiales y triaxiales de rocas productoras y un ensayo de resistencia tensil indirecta del litotipo de interés, junto con modelos de estabilidad anteriores para corroborar que los datos del modelo sean correctos. Los resultados obtenidos indican los mejores parámetros en términos de propiedades mecánicas para seleccionar el intervalo del litotipo a fracturar, y que consideraciones técnicas se deben tener en cuenta al momento de la operación para optimizar el proceso de fracturamiento, las cuales son presentados en la matriz de riesgo.

* Trabajo de investigación

** Facultad de Ingenierías Físico Químicas. Escuela De Ingeniería de Petróleos. Director: Reinel Corzo Rueda, M.Sc. Ingeniería de Hidrocarburos

ABSTRACT

TITLE: PREPARATION OF A RISK AND RECOMMENDATION MATRIX, BASED ON A GEOMECHANICAL STUDY, FOR A HYDRAULIC STIMULATION PROCESS IN SANDS OF LOW PERMEABILITY OF OLIGOCENE FORMATIONS IN THE CUENCA DEL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA*

AUTHOR: DANIEL FELIPE GARCÍA QUINTERO; DANIEL EDUARDO RAMIREZ BUSTOS**

KEYWORDS: Geomechanics, Risk Matrix, Fracturing, Hydraulic Stimulation, Rock Mechanics, Young's Module, Poisson Relationship.

DESCRIPTION: This work compiles the existing information of hydraulic fracturing in the VMM basin and the global experience, to build a model and a geomechanical risk's matrix to identify, evaluate and understand the problems that arise at the time to generate the desired fracture geometry in a hydraulic stimulation, for which the interpretation of well logs, sonic logs modelling (DT and DTS) in the wells that were not available, drilling reports and experimental tests were used, like the Brazilian test in rock mechanics laboratory.

The model was calibrated with drilling information (pressure tests and mud weights), uniaxial and triaxial test data from producing rocks and an indirect tensile strength test of interested lithotype, with previous stability models to confirm such Model's data is correct. The results obtained indicate the best parameters in terms of mechanical properties, to select the lithotype's range to fracture, and what technical considerations should be considered at the time of the operation occurs to optimize the fracturing process, which are presented in the risk matrix.

* Work research

** Faculty of Chemical Physical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: Reinel Corzo Rueda, M.Sc. Hydrocarbon Engineering

INTRODUCCIÓN

Este estudio corresponde a formaciones del Oligoceno en el Valle Medio del Magdalena, el cual se encuentra ubicado entre la cordillera Central y Oriental de los Andes Colombiano. En esta zona se encuentran campos maduros de crudo mediano y pesado cuya producción ha decaído con el tiempo, este es el caso del campo petrolero en el cual se desarrollará la siguiente investigación, al cual se llamó “Campo UIS”. Actualmente existen dos litotipos los cuales inicialmente no habían sido considerados para la extracción y producción de hidrocarburos por ser inviábiles debido a sus condiciones de baja permeabilidad (0,1 a 15 milidarcy) y porosidad (menor al 15%), además de características geológicas de mayor complejidad, como lo es su alto contenido de arcilla. Como estrategia para viabilizar la producción de este tipo de litotipos, se ha considerado la técnica de estimulación hidráulica, la cual permite aumentar la permeabilidad del yacimiento generando fracturas en la roca por medio de un fluido que es inyectado a presión desde superficie.

Realizando una revisión sistemática del estado del arte, se han identificado diferentes campos en el mundo con condiciones geológicas similares a las del VMM, en los cuales han implementado la estimulación hidráulica de manera exitosa, estos casos servirán como base de investigación para la mitigación de riesgos geomecánicos evidenciados durante los trabajos de fracturamiento en litotipos similares en el VMM. Esta investigación integra información petrofísica como porosidad, permeabilidad y un modelo geomecánico el cual fue realizado con base a información de registros de pozo usando el software petrel y ensayos de laboratorio a muestras del litotipo de interés. Con base en estos modelos y la información de literatura disponible, se construyó una matriz de riesgo y recomendaciones para obtener la mayor probabilidad de un caso exitoso de fracturamiento.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

Identificar y generar recomendaciones, para mitigar los riesgos geomecánicos que se pueden presentar en la estimulación hidráulica de arenas de baja permeabilidad en formaciones del Oligoceno en el Valle Medio del Magdalena.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Analizar el estado del arte y las lecciones aprendidas a partir de información relacionada con la estimulación hidráulica de arenas de baja permeabilidad en formaciones del Oligoceno en el Valle Medio del Magdalena.
- Obtener las componentes elásticas y variables geomecánicas de las formaciones del Oligoceno en el Valle Medio del Magdalena a partir de información de registros de pozo.
- Determinar, a partir de análisis de laboratorio, los módulos elásticos y otros parámetros geomecánicos para aquellos tipos de roca con porosidades mayores a 12% y permeabilidades bajas de 1 a 15 milidarcy en formaciones del Oligoceno en el Valle Medio del Magdalena.
- Realizar recomendaciones para una campaña de estimulación hidráulica de arenas de baja permeabilidad en formaciones del Oligoceno en el Valle Medio del Magdalena.

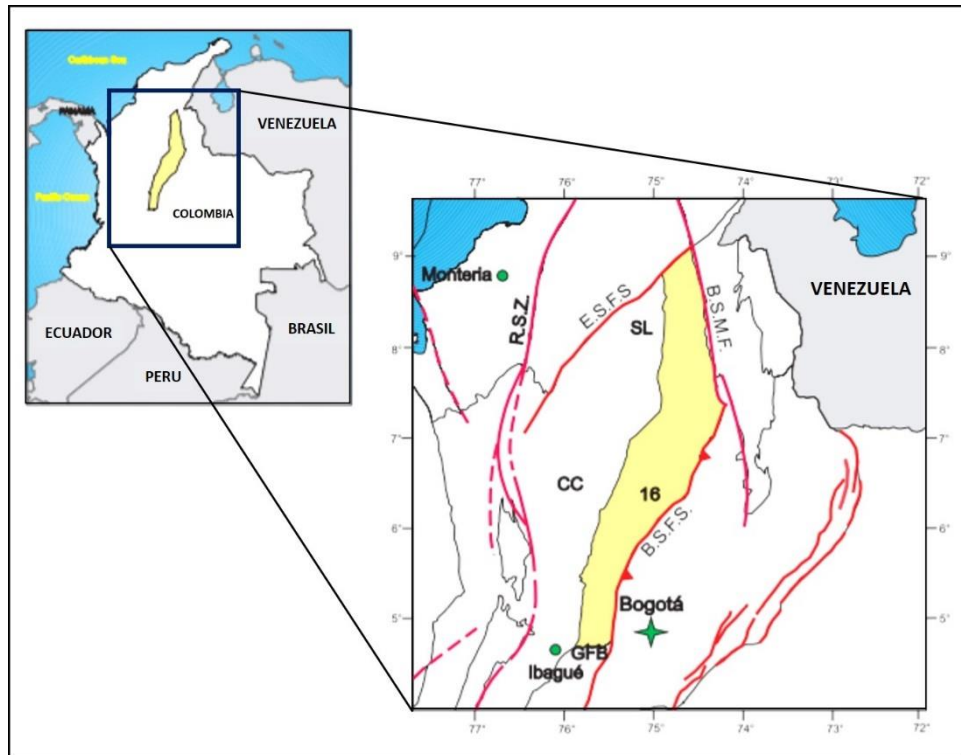
2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Los campos petroleros disminuyen su potencial de producción con el paso del tiempo, éste es el caso de Casabe, Llanito y otros campos que producen de formaciones del Oligoceno en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, lo cual ha llevado a considerar el desarrollo de unas arenas no cañoneadas con porosidades mayores a 12% y permeabilidades en el rango de 1 a 15 milidarcy, las cuales podrían ser zonas de flujo productivas por medio de estimulación hidráulica. En estas formaciones se han realizado trabajos de fracturamiento los cuales generalmente se utilizaron como remediaciones al posible daño a la formación generado por las etapas de perforación y completamiento, o como intervenciones para aumentar el índice de productividad. Se ha evidenciado que la mayoría dan como resultado arenamiento prematuro del material propante e ineficiente geometría de fractura.

Debido a que los resultados no fueron los esperados y que la literatura mundial muestra oportunidades en este tipo de litologías, se propone un estudio geomecánico antes de su implementación. Para ello es necesario tomar como referencia casos de fracturamiento hidráulico en el mundo que posean características geológicas y petrofísicas similares a las formaciones de interés, que permitan ayudar a mitigar los riesgos geomecánicos identificados en la literatura y trabajos de fracturamiento hidráulico en la cuenca del VMM, generar un modelo geomecánico que logre integrar las propiedades mecánicas de la roca (Módulo de Young, relación de Poisson), distribución de esfuerzos, gradiente de fractura y presiones de la formación, a través de la información obtenida mediante registro de pozos y calibrar el modelo con los datos estáticos y dinámicos obtenidos de plugs seleccionados específicamente de los litotipos de interés. Todo esto con el propósito de una correcta aplicación de la técnica y obtener un resultado exitoso.

3. GEOLOGÍA DE LA ZONA

3.1 GEOLOGÍA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA



Fuente: ANH, Agencia Nacional de Hidrocarburos.

El Valle Medio del Magdalena (VMM) se localiza entre las Cordilleras Central y Oriental, y está limitado al norte por la Falla de Bucaramanga, en cercanías de la población de El Banco, y al sur por la Falla de Cambao, en inmediaciones de Jerusalén. Desde el punto de vista geológico, se trata de una cuenca

intracordillerana basculada hacia el oriente, con tendencia homoclinal, perturbada por algunos pliegues y fallas. El espesor de sedimentos promedio es de 8.500m¹.

3.2 FORMACIONES DEL OLIGOCENO

Los mayores volúmenes de aceite original en sitio (OOIP) del país se encuentran en esta cuenca: 10.392 millones de barriles de petróleo (MMBO) que representan el 38% del OOIP del país (Castro et al., 2005). Las filtraciones de petróleo son rasgos comunes dentro de la cuenca, indicando la existencia de yacimientos lo cual motivó parte de las primeras actividades de exploración de petróleo y condujeron al descubrimiento de grandes campos como la Cira – Infantas. Posteriores estimaciones de las reservas no indican la probabilidad de nuevos descubrimientos, debido a que eventualmente han adoptado métodos de recuperación secundaria².

El Oligoceno es el periodo de la era Cenozoica que abarca desde el final del Eoceno hasta principios del Mioceno. A este periodo corresponde el Grupo Chuspas en la cuenca del Valle Medio del Magdalena, el cual consiste en paquetes de conglomerados y areniscas con intercalaciones de lodolitas. Lo cual es un excelente yacimiento conformado por la formación Mugrosa y la formación Colorado, depositada durante el Mioceno Medio.

¹ MOJICA, J. & FRANCO, R. Estructura y Evolución Tectónica del Valle Medio y Superior del Magdalena. Geol. Colombiana 17, pp.41-64, 14 figs., 2 Tablas. Bogotá, 1990.

² SCHAMEL, S. Middle and Upper Magdalena Basins, Colombia, in Biddie, KT., ED., Active Margin Basins: American Association of Petroleum Geologist Memoir 52. 1991.

Figura 1. Columna Estratigráfica Cuenca VMM

COLUMNA ESTRATIGRAFICA GENERALIZADA					
CUENCA VALLE MEDIO DEL MAGDALENA					
SISTEMA	SERIE EPOCA	ETAPA-EDAD	UNIDADES ESTRATIGRÁFICAS	ESPESOR (metros)	LITOLOGÍA
CUATERNARIO	Pleistoceno	Upper	GRUPO MESA	150-575	
		Ionian			
		Calabrian			
		Gelasian			
	Plioceno	Piacenzian	GRUPO REAL	400-3600	
		Zanclean			
	Miceno	Messinian	GRUPO REAL	400-3600	
		Tortonian			
		Serravallian			
		Langhian			
		Burdigalian			
		Aquitanian			
	Oligoceno	Chattian	GRUPO CHUSPAS	575-3200	
		Rupelian			
	Eoceno	Priabonian	GRUPO CHORRO	1225-2300	
		Bartonian			
		Lutetian			
		Ypresian			
	Paleoceno	Thanetian	FORMACIÓN LISAMA	950-1225	
Selandian					
Danian					
CRETÁCICO	Superior	Maastrichtian	FORMACIÓN LA LUNA	1000	
		Campanian		FORMACIÓN UMIR	
		Santonian		MIEMBRO GALEMBO	180-350
		Coniacion		MIEMBRO PUJAMANA	50-225
		Turonian		MIEMBRO SALADA	50-100
	Cenomanian	SALTO	50-125		
	Inferior	Albian	FORMACIÓN SIMITÍ	250-650	
		Aptian	FORMACIÓN TABLAZO	150-325	
		Barremian	FORMACIÓN PAJA	125-650	
		Hauterivian	FORMACIÓN ROSA BLANCA	150-425	
		Valagininian	FORMACIÓN TAMBOR	650	
Berriasian					

Fuente: Columna generalizada del Valle Medio del Magdalena. (Modificado de Barrero et al., 2007)

3.2.1 Formación Mugrosa. La Formación Mugrosa se depositó durante el periodo terciario, probablemente durante el Oligoceno Temprano. En su parte superior está caracterizada por un horizonte fosilífero que contiene dientes de peces, reptiles y mamíferos, mientras que en la base de la formación encontramos areniscas de grano muy fino a fino, masivas con intercalaciones parciales de lutitas y limolitas (ANH, 2012). El espesor de la formación varía entre los 575m y los 3200m (1880 ft – 10.500 ft). Hacia el tope de la formación se encuentra en contacto concordante con la formación Colorado³.

3.2.2 Formación Colorado. La formación Colorado en su parte superior se encuentra un horizonte de lutitas bien estratificadas, carbonáceas de color negro a parda, mientras que en la base encontramos areniscas de grano grueso a conglomeráticas, arcillolitas rojas. El espesor de la formación varía entre los 575m y los 3200m (1880 ft – 10.500 ft). La formación Colorado se encuentra en contacto concordante hacia la base con la formación Mugrosa.

3.3 AMBIENTES SEDIMENTARIO

Uno de los desafíos que presenta la cuenca del VMM es el ambiente sedimentario que corresponde a canales fluviales, por esta razón la implementación de modelos estructurales 3D que puedan ir armonizados con los modelos geomecánico 3D mitigarían los riesgos que se puedan asociar la dispersión de energía por cambios litológicos en la propagación de la fractura⁴.

³ CASTRO, R; & GORDILLO, G. Historia y criterios empiricos en la Aplicación de Inyección de Agua en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Tesis Universidad de las Américas. 2005.

⁴ CUBA, Patricia; MISKIMINS, Jenifer; ANDERSON, Donna; CARR, Mary. Impacts of Diverse Fluvial Depositional Enviroments on Hydraulic Fracture Growth in Tight Gas Reservoirs. Colorado School of Mines. SPE Production & Operation. Febrero, 2013.

3.4 CASO DE ESTUDIO

Una vez planteado el problema y definida la geología del campo UIS, se inicia el desarrollo de la investigación y la solución a cada uno de los objetivos. Primero, es necesario definir el tipo de ambiente sedimentario o deposicional al que pertenece, ya que cada lugar se caracteriza por una combinación de procesos geológicos y condiciones ambientales particulares, y la comprensión de estas condiciones bajo las cuales se formó la roca, pueden dar información acerca de las propiedades de la misma⁵.

Los litotipos del “Campo UIS” corresponde a un ambiente sedimentario fluvial con subambiente de canales fluviales, llanuras de inundación y abandono de canal. Estos ambientes controlan las propiedades petrofísicas del yacimiento, las cuales se pueden validar involucrando pruebas de laboratorio realizadas sobre núcleos (petrofísicos básicos, especiales, petrografía, SEM y DRX). A partir de esto se construye un modelo de tipo de roca que incorpora el RQI (Índice de calidad del yacimiento), el cual es un parámetro petrofísico que indica con qué facilidad y en qué cantidad un fluido en este caso hidrocarburo, puede ser recuperado de la unidad, el cual depende de la homogeneidad de las rocas y su capacidad de almacenamiento⁶.

Previamente en un estudio sedimentológico realizado en 2018 por parte de Ecopetrol, se identificaron 7 litotipos en el “Campo UIS” teniendo en cuenta: textura, composición, selección, grado de madurez, contacto entre granos, color, estructuras físicas y biogénicas. Los cuales fueron enumerados del número 1 al 7 en orden

⁵ TARBUCK, Edward J; LUTGENS, Frederick K; TASA, D. Ciencias de la tierra. 8va ed. Madrid: Pearson Educación S.A., 2005. 215p.

⁶ MEZA CONSTANTINO, Karen E. Parámetros petrofísicos compuestos en la caracterización de yacimientos. México, 2013. 198p. Tesis para obtener el título de Ingeniera Petrolera. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería.

decreciente de la calidad de la roca, siendo 1 el litotipo con mayor grado de impregnación y mejor selección, y el litotipo 7 sin impregnación y con malas propiedades petrofísicas. Como resultado de pruebas de laboratorio de petrofísicos se tienen rangos de porosidad y permeabilidad para los diferentes litotipos, de los cuales, los tipos de roca 1, 2 y 3, son las litologías con mayor grado de interés desde el punto de vista de roca yacimiento, adicionalmente está el tipo de roca 5, el cual inicialmente fue considerado como roca sello por sus características textural y composicional, pero puede tener un potencial aporte de hidrocarburo. Es precisamente los litotipos 3 y 5 el objeto de estudio de esta investigación como posibles unidades productoras mediante la técnica de estimulación hidráulica debido a sus condiciones de baja permeabilidad y porosidad, internacionalmente definidas como tight sands o en español, arenas apretadas⁷.

Basados en el modelo sedimentológico, se puede decir que las facies de las llanuras de desbordes de canal, intervalos con tamaño de grano limo y arcilla de los abanicos aluviales y abandonos de canal hacen parte de la roca sello. Por procesos diagenéticos, las litologías que hacen parte de los lags deposit (Depósitos de retraso), los cuales son de grano grueso debido a la incapacidad del medio para transportarlos, tienen cemento calcáreo y se pueden clasificar como roca sello (litotipo 4), mientras que las litologías que se encuentran hacia las partes bajas y media de los canales, hacen parte de la roca productora. Desde el punto de vista petrofísico las litologías que presentan mejores datos de porosidad y permeabilidad son los tipos de roca 1 y 2, lo cual se ve reflejado en el índice de calidad RQI y en el radio de garganta de poro. El tipo de roca 3 presenta características propias de una roca retardante, debido a bajo grado de madurez de los granos, la mala selección, y altos contenidos de feldespatos dentro de la matriz.

⁷ ECOPETROL S.A. Informe final, Amarre Roca Registro y Modelamiento Petrofísico. Piedecuesta-Santander. INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO, 2018.

Figura 2. Tipos de Roca con su respectiva relación sedimentológica.

TIPO DE ROCA	UBICACIÓN EN EL TIPO DE DEPOSITO	COMPOSICIÓN MINERALÓGICA	TAMAÑO DE GRANO
	Llanuras de inundación y lagos	Lodolitas verdosas, gris verdosa y café rojizas	Lodolitas
	Facies de abandono de canal	Lodolitas grises laminadas	Lodolitas
	Desbordes de canal y/o abanicos aluviales	Arcosa a arcosa lítica (arcillas clorita y aportes de siderita)	Fino, muy fino ocasionalmente medio
	Parte alta a media del canal	Arcosa lítica a subarcosa lítica	Fino, muy fino ocasionalmente medio
	Parte media a baja del canal	Arcosa lítica a subarcosa lítica	Medio a ocasionalmente grueso
	Lag Deposit	Litoarenita feldespática	Conglomerado, muy grueso ocasionalmente grueso
	Lag Deposit	Litoarenita feldespática calcárea	Conglomerado, muy grueso ocasionalmente grueso

Fuente: ECOPEPETROL S.A. Informe final, Amarre Roca Registro y Modelamiento Petrofísico. 2018.

La Tabla 1 muestra valores promedio obtenidos a partir pruebas de análisis petrofísicos de los diferentes litotipos identificados en el “Campo UIS” para las formaciones Mugrosa y Colorado que corresponden al Oligoceno en la cuenca del valle medio del Magdalena.

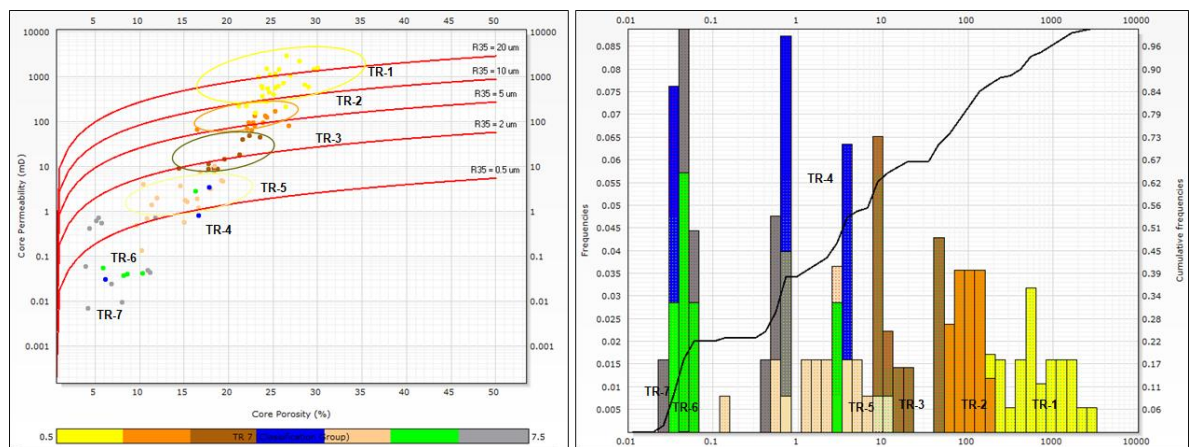
Tabla 1. Porosidad y permeabilidad para los litotipos en el “Campo UIS”.

Litotipo	Formación Colorado		Formación Mugrosa	
	Porosidad %	K (mD)	Porosidad %	K (mD)
1	22	1470	21 – 30	170 - 1050
2	21.5	85	15 - 27	70 - 1701
3	16.5	12	14 – 20	3 - 150
4	10	0.1	7 – 17	0.01 - 1
5	15	0.1 - 10	10 – 20	0.1 - 10
6	10	0.01	10 - 15	0.07 – 0.09
7	5	0.001	5 – 10	0.001 – 0.1

Fuente: Tabla elaborada a partir de la información extraída de las gráficas Winland R35 ECOPEPETROL S.A. Informe final, Amarre Roca Registro y Modelamiento Petrofísico.2018.

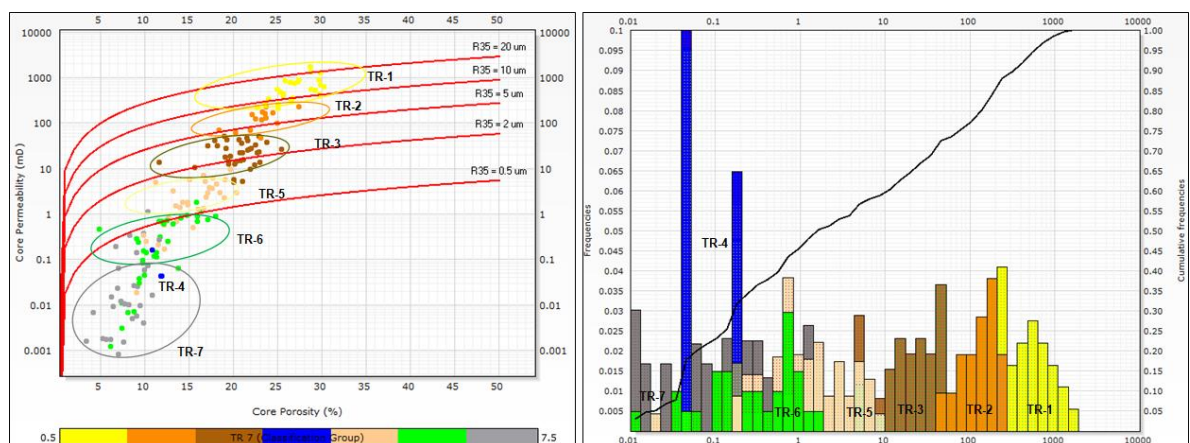
A continuación, se muestra el modelo de litotipos para las formaciones productoras del campo de estudio. Para el caso de la formación Mugrosa, se presenta el RQI y la curva discretizada por tipo de roca (Figura 3), la cual fue calculada a partir de la porosidad y la permeabilidad en el Pozo UIS-4, mientras que, la formación Colorado fue realizada con información obtenida del Pozo UIS-1, Pozo UIS-2 y Pozo UIS-5 (Figura 3).

Figura 3. Modelo Litotipos para la Formación Mugrosa.



Fuente: ECOPETROL S.A. Informe final, Amarre Roca Registro y Modelamiento Petrofísico. 2018.

Figura 4. Modelo Litotipos para la Formación Colorado.



Fuente: ECOPETROL S.A. Informe final, Amarre Roca Registro y Modelamiento Petrofísico. 2018.

En ambas figuras se puede observar la permeabilidad de los diferentes litotipos, la cual está determinada por las dimensiones de los poros conectados. Winland estableció una relación entre la porosidad, la permeabilidad y el radio de garganta de poro de las pruebas de intrusión de mercurio, la cual arrojaba los mejores resultados en el percentil 35, ecuación que fue publicada años después por Kolodzie (1980)⁸. Este método se usa para la determinación de zonas de flujo y cut-off para excluir zonas de baja permeabilidad y porosidad.

Es importante para el lector entender cómo a partir de la caracterización geológica de los litotipos de la cuenca, la diferenciación específica de cada uno de ellos y la compilación de diferentes trabajos de fracturamiento realizados en el VMM y el análisis de cada uno de ellos efectuados en formaciones tanto del Oligoceno como otras como el Eoceno o Mioceno, que han suministrado Ecopetrol, se pueden destacar observaciones, las cuales evidencian los principales riesgos asociados a la cuenca en estudio que se presentan en el siguiente capítulo.

⁸ SPEARING, Mike; ALLEN, Tim; MCAULAY, Gavin. Review of the Winland R35 method for net pay definition and its application in low permeability sands. En International Symposium of the Society of Core Analysts, Edinburgh, Scotland. 2001. p. 17-19.

4. RIESGOS GEOMECÁNICOS

Una operación de estimulación hidráulica consta de varias etapas, la primera de ellas en inyectar un fluido para limpiar y preparar la formación para el fracturamiento, el cual puede contener aditivos de control de pérdida de fluidos, tratamiento químico para reducir el daño a la formación y acumulación de finos. La segunda etapa consiste en la generación de las fracturas por medio de un fluido viscoso sin apuntalante, para luego inyectar el material propante el cual mantendrá las fracturas generadas abiertas y finalizar la operación con un trabajo de limpieza⁹.

Aunque las etapas de fracturamiento sean generales para todos los pozos, las características de los fluidos usados y las presiones de inyección son específicas para cada formación a estimular, ya que dependen en gran manera de la profundidad, tipo de roca, mineralogía, propiedades mecánicas y otras condiciones geológicas. A continuación se muestra una revisión de la literatura en la cual se analizaron informes de trabajos de fracturamiento realizados en la cuenca del VMM en las formaciones del Oligoceno para identificar problemas presentados, posteriormente se buscaron formaciones con condiciones geológicas similares en otras partes del mundo que hayan implementado fracturamiento hidráulico para la producción de arenas apretadas con el fin de identificar problemas operacionales y métodos utilizados para solucionarlos.

⁹ FINK, Johannes, K. Productos químicos del campo petrolífero: tipos de fluidos de fractura hidráulica. Elsevier, 2013. Recuperado de <https://app.knovel.com/hotlink/pdf/id:kt003TA8VD/oil-field-chemicals/types-hydraulic-fracturing>

4.1 RETOS DEL FRACTURAMIENTO EN EL vmm

La compilación de diferentes trabajos de fracturamiento en el VMM y su análisis en formaciones tanto del Oligoceno como otras como el eoceno o mioceno, que ha suministrado Ecopetrol, arrojó como resultado las siguientes observaciones sobre problemas asociados a la cuenca en estudio:

Tabla 2. Resumen informes de fracturamiento VMM

Formación	Pérdidas de presión		Gradiente		Deficiente ancho de fractura	Arenamiento Prematuro
	Fricción [psi]	Near Wellbore [psi]	Fractura	Cierre		
Mugrosa	2960	No Reporta	0.79	0.6	SI	SI
Mugrosa	1620	No Reporta	0.89	0.84	SI	SI
Mugrosa	2025	1025	1.25	1.18	SI	SI
Mugrosa	2206	430	0.97	0.91	NO	NO
Lisama	1804	No Reporta	0.78	1.01	NO	NO
Toro-Shale	1147	No Reporta	0.97	0.94	SI	SI
Toro-Shale	1900	489	0.93	0.89	NO	NO
Toro-Shale	1800	No Reporta	1.1	0.97	NO	NO
Toro-Shale	1235	380	1.07	1.02	SI	SI
Toro-Shale	2623	698	1.14	1.06	No Reporta	No Reporta
Mugrosa	2230	No Reporta	1.15	1.02	SI	SI
Mugrosa	1744	477	0.99	0.66	SI	SI
Toro-Shale	1375	475	1.11	1.02	SI	NO
Toro-Shale	1522	637	1.17	1.06	SI	NO
Toro-Shale	2510	970	1.06	1.01	NO	NO
Mugrosa	2160	770	0.91	0.87	NO	NO
Toro-Shale	2127	1127	1.19	1.13	SI	SI
Esmeralda	1583	500	0.92	0.85	NO	NO
Esmeralda	1756	No Reporta	0.86	0.78	NO	NO

Formación	Pérdidas de presión		Gradiente		Deficiente ancho de fractura	Arenamiento Prematuro
	Fricción [psi]	Near Wellbore [psi]	Fractura	Cierre		
Mugrosa	No Reporta	No Reporta	0.72	0.7	NO	NO
Mugrosa	1939	959	0.77	0.72	NO	NO

Fuente: Reportes de Fracturamiento en el VMM.

En la Tabla 2 se hace una recopilación de los datos respecto a los reportes, donde se puede observar las pérdidas de presión en cada operación, los gradientes de fractura y de cierre, y si el tratamiento tiene el suficiente ancho de fractura para colocar todo el propante programado.

- Deficiente ancho de fractura.

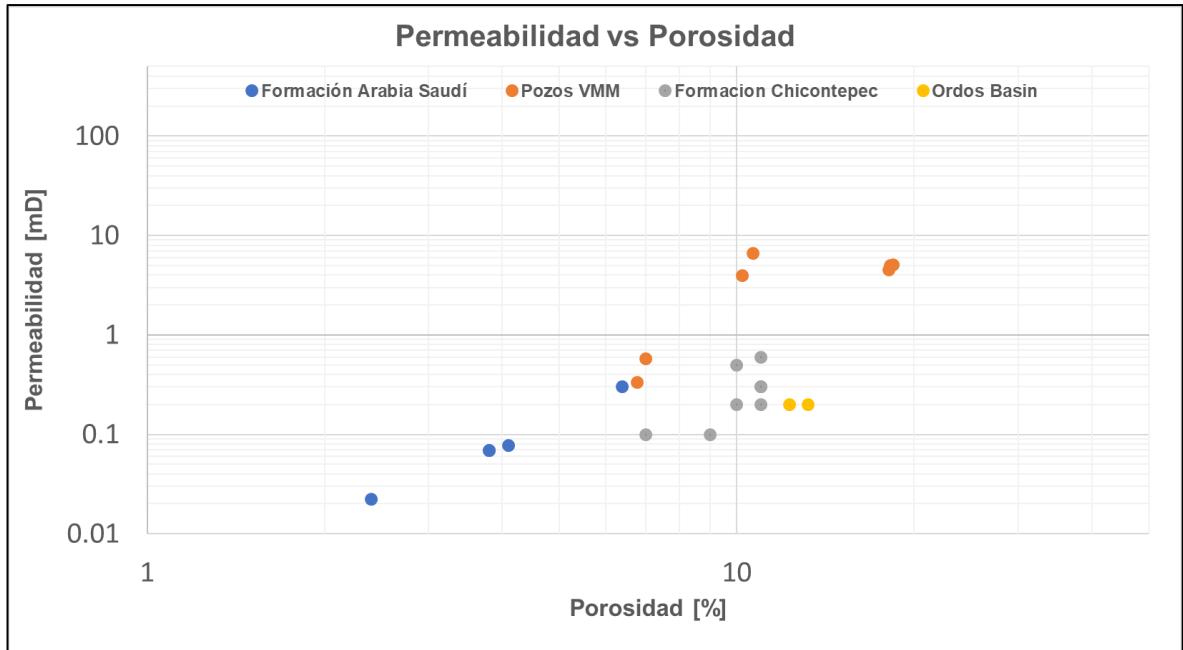
No se logra introducir la cantidad esperada de propante en la fractura, de 9 trabajos solo 5 terminan exitosamente colocar la concentración planeada posiblemente por una geometría inapropiada de la misma, la cual depende de geomecanicamente de las propiedades mecánicas de la roca y operacionalmente de la tasa de inyección y viscosidad del fluido.

- Análisis Petrofísicos y Propiedades Elásticas.

A pesar de que los datos de propiedades petrofísicas y geomecánicas varían dependiendo de la composición de la roca y la locación de esta, es importante encontrar una tendencia de los datos, que permita utilizar las herramientas y soluciones que otorga la experiencia global e implementarlas en las locaciones del Valle Medio del Magdalena.

En la Figura 5 se puede observar la relación de permeabilidad y porosidad, tanto de algunas cuencas de arenas apretadas internacionales, como las que servirán de base en esta investigación.

Figura 5. Permeabilidad vs Porosidad de arenas apretadas.



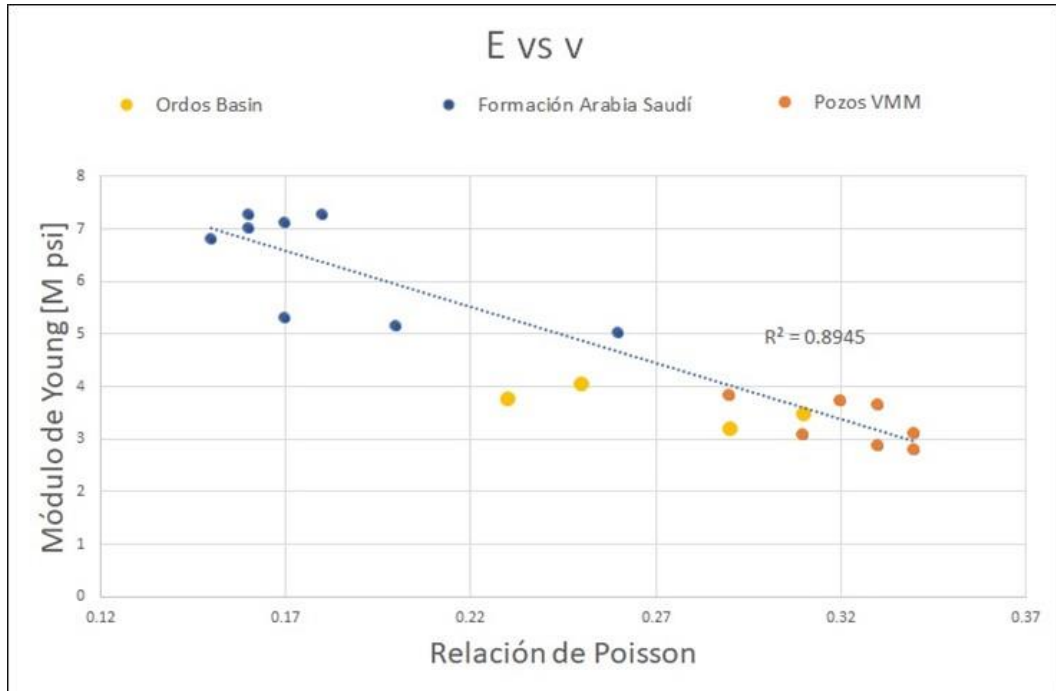
Fuente: Elaborada a partir de los datos obtenidos de los reportes de fracturamiento y la literatura.

Para destacar, las arenas apretadas del VMM muestran mejor permeabilidad, específicamente los litotipos 3 y 5 su tendencia es a tener magnitudes mayores a 1 mD. Figura modelos de litotipos para la formación Mugrosa y Colorado.

En términos de propiedades geomecánicas se espera un comportamiento similar entre el Módulo de Young y la relación de Poisson de las arenas apretadas de cuencas internacionales comparadas con las aquí estudiadas, es importante observar que con los datos obtenidos de registro de pozo de las arenas de VMM presentan una mayor relación de Poisson y menor módulo de Young, que las formaciones que se encuentran en Arabia Saudita, lo cual puede representar un problema si el índice de fragilidad es bajo¹⁰. Además, juegan un papel muy importante para el diseño de la fractura que se quiere realizar.

¹⁰ FENG, C., DENG, X., YIN, W., WANG, Z., & MAO, Z. Brittleness Index Prediction via Well Logs and Reservoir Classification Based on Brittleness. Society of Petroleum Engineers. October 19, 2018.

Figura 6. Datos de diferentes formaciones de arenas apretadas



Fuente: Elaborada a partir de los datos obtenidos de los reportes y la literatura.

4.2 RIESGOS IDENTIFICADOS EN LA LITERATURA

Los riesgos geomecánicos identificados y asociados a un proyecto de fracturamiento hidráulico en arenas apretadas en la literatura y que deben ser mitigados mediante el modelo geomecánico desarrollado en este trabajo son los siguientes:

- Deficiente ancho de fractura.

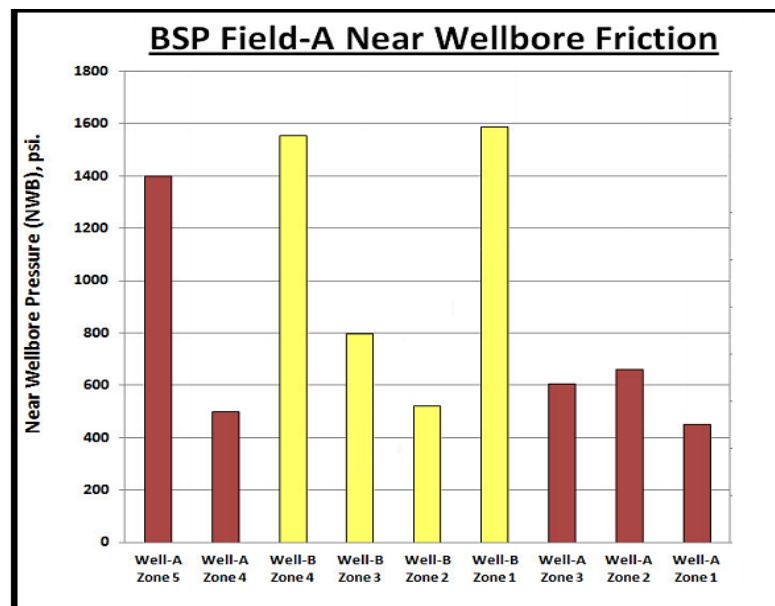
Baja permeabilidad de las arenas genera un deficiente ancho de fractura, asociado a una dispersión de la energía hacia la punta de la fractura creando una amplia

longitud, pero un pobre ancho de la misma, esto debido a un desplazamiento volumétrico generado por el esfuerzo de cierre¹¹.

- Altas pérdidas de presión en el NearWellbore.

La tortuosidad severa en la cara del pozo puede llegar a generar altos índices de fricción, ocasionando pérdidas de energía del fluido de fractura. Dependiendo de la orientación del esfuerzo horizontal máximo las pérdidas por fricción aumentan cuando las perforaciones se encuentran orientadas a 90° de dicho esfuerzo¹². Se reportó disminución de pérdidas por fricción cuando los perforados se orientan correctamente a dicho esfuerzo¹³.

Figura 7. Pérdidas por fricción



Fuente: SALAZAR, F., et al. Hydraulic Fracturing with Water-Based Fluids in Water-Sensitive Formations. Society of Petroleum Engineers. June, 21013.

¹¹ DENNEY, D. Optimizing Fracture Stimulations in Low-Permeability Oil Reservoirs in the Ordos Basin. Society of Petroleum Engineers. March 1, 2013.

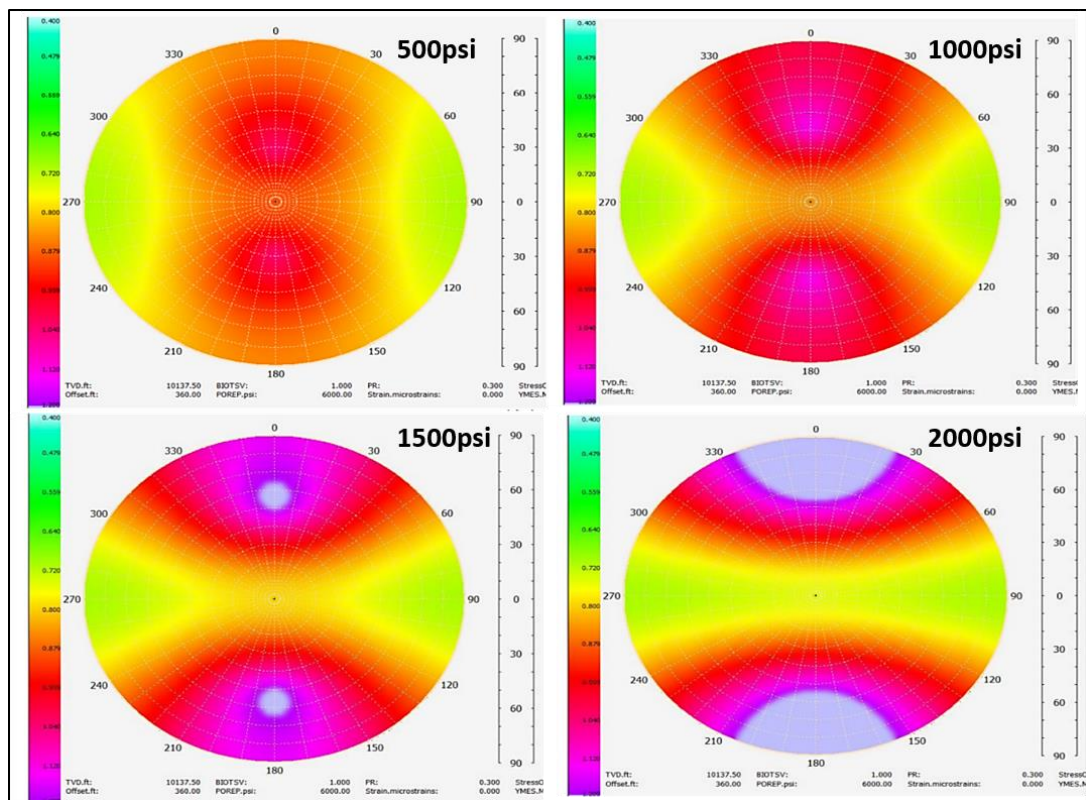
¹² Venditto, J.J., McMechan, D.E., Simpson, G., Hyde, P.V., Friend, L.L., and Schindler, R.E.: "Study Determine Better Well Completion Practices," Oil and Gas Journal, Jan 25, 1993.

¹³ Pearson, C.M., Bond, A.J., Eck, M.G., and Schmidt, J.H.: "Results of Stress-Oriented and Aligned Perforating in Fracturing Deviated Wells," JPT, Jan. 1992, pp. 10-18.

La Figura 7 muestra las pérdidas de fricción en un campo semejante en la literatura, la cual son valores similares a los reportados en el VMM, entre 400 a 1200 psi. En la Figura 8 se puede observar como la diferencia de los esfuerzos horizontales impacta en la magnitud de la presión de fractura en un pozo que su esfuerzo máximo horizontal se encuentra orientado a $90^\circ - 270^\circ$ ¹⁴.

Se pueden obtener diferentes ángulos de tolerancia según la dirección de los perforados con respecto a la dirección del máximo esfuerzo horizontal, sin embargo, los pozos que ya estén cañoneados deberán plantearse diferentes estrategias.

Figura 8. Presión de fractura en relación con a la diferencia de esfuerzos.



Fuente: Barree, R. D., & Miskimins, J. L. Society of Petroleum Engineers. February 3, 2015.

¹⁴ BARREE, R. D., & MISKIMINS, J. L. Calculation and Implications of Breakdown Pressures in Directional Wellbore Stimulation. Society of Petroleum Engineers. February 3, 2015.

- Alto gradiente de cierre.

Un alto gradiente de cierre genera un precipitado cierre de la fractura, dificultando la etapa de inyección del material propante¹⁵. Cuando la presión de cierre supera aproximadamente los 4000 psi, la tasa de cierre de la fractura crece linealmente con el gradiente de cierre¹⁶.

- Propagación vertical no deseada de la fractura

Según Fisher & Warpinski (2011), Cambios considerables en los esfuerzos de las formaciones adyacentes, ya que pueden llegar a contener la propagación vertical de la fractura, o caso contrario obtener una extensión no deseada contactando también zonas de agua. Debido a las características de las formaciones del Oligoceno en el VMM es necesario analizar los esfuerzos de los shales y saber si tienen la capacidad de contener efectivamente la propagación vertical de la fractura.

- Trabajos sin seguimiento a la geometría de fractura obtenida.

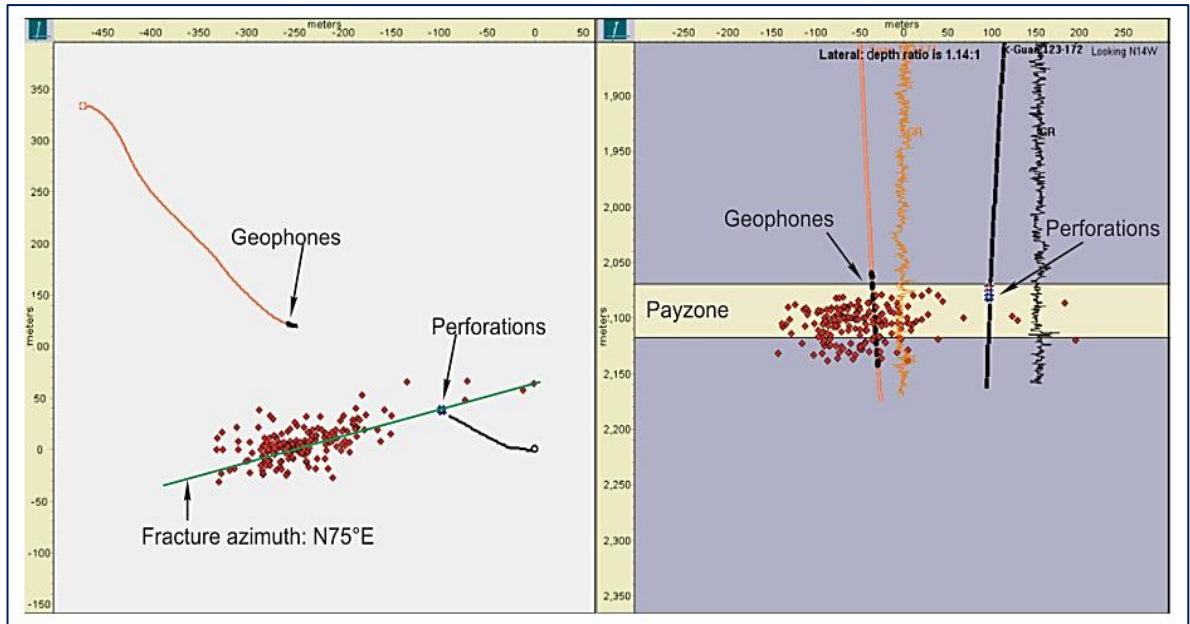
Para el desarrollo y optimización de los trabajos de fracturamiento en tight oil sands en la cuenca de **Ordos**, China, fue importante el seguimiento físico a la geometría de la fractura, esto se logra mediante el monitoreo micro sísmico que se describe en la literatura¹⁷, el uso de geófonos en pozos offset estratégicamente colocados, permiten un seguimiento acústico de todo el proceso del fracturamiento hidráulico, lo cual permite un enriquecimiento de datos importante, que permiten modelar mejor las formaciones de interés.

¹⁵ AL-MOMIN, A., ALSAIHATI, A., ALHAMED, K., & RABINES, J. Fracturing a Tight Sand Formation with High Frac Gradient Onshore Saudi: Challenges and Solutions. Society of Petroleum Engineers. 2015.

¹⁶ VOLK, L. J., RAIBLE, C. J., CAROLL, H. B., & SPEARS, J. S. Embedment of High Strength Proppant into Low-Permeability Reservoir Rock. Society of Petroleum Engineers. January, 1981.

¹⁷ FISHER, M. K., & WARPINSKI, N. R. Hydraulic Fracture-Height Growth: Real Data. Society of Petroleum Engineers. January 1, 2011.

Figura 9. Monitoreo microsísmico.



Fuente: Liu, X. et al. Optimizing Fracture Stimulation in Low-Permeability Oil Reservoirs in the Ordos Basin. Society of Petroleum Engineers. January 1, 2012.

Es importante tener en cuenta que, en la misma cuenca de Ordos, se presenta un problema operacional al momento de realizar la prueba de Pump in/Shut in Test para obtener el esfuerzo de cierre de la fractura. Este problema se debe a el tiempo de declinación de la presión, ya que al ser un yacimiento de muy baja transmisibilidad el comportamiento tiende a ser muy lento, por esta razón se usa una modificación de la prueba, que permite acelerar el cierre de la fractura, ésta prueba es conocida como Pump in/Flow back Test modificada (PIFB)¹⁸.

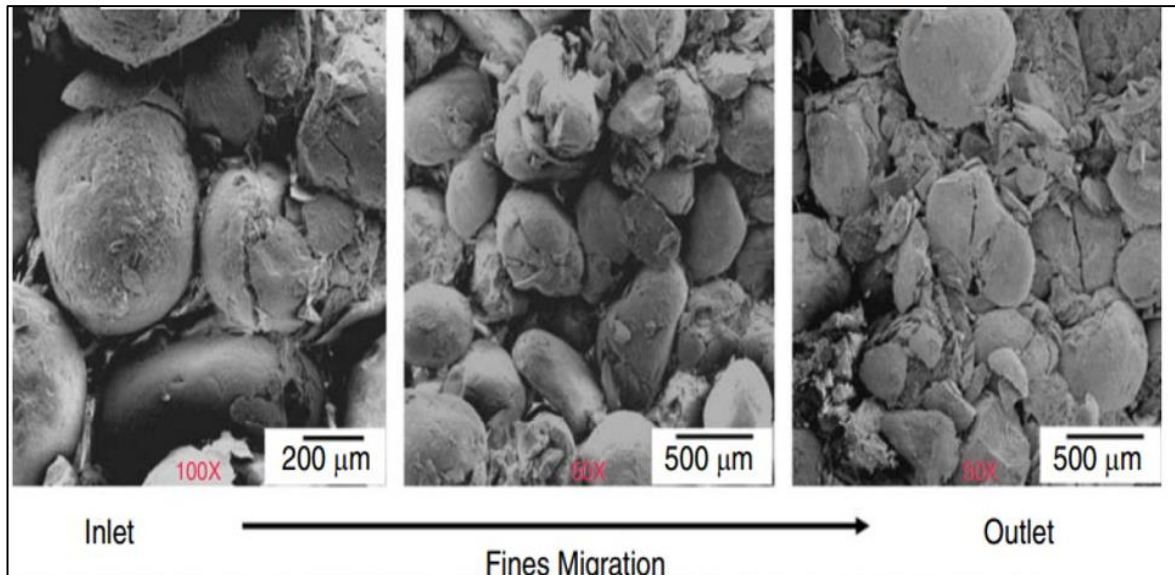
- “Crushing” del propante

Para las formaciones de vaca muerta se tenían presiones de cierre cercanas a los 5000 psi, y se tuvieron problemas de migración de finos y pérdidas de producción en los pozos fracturados a medida que transcurría el tiempo, después de una

¹⁸ PLAHN, S; NOLTE, K; & MISKA, S. A Quantitative Investigation of the Fracture Pump-In/Flowback Test. Society of Petroleum Engineers. January 1, 1995.

investigación del caso, se determinó mediante pruebas la resistencia del propante utilizado, que a esa presión de confinamiento el propante se fracturaba por la baja resistencia y generaba los problemas anteriormente mencionados.

Figura 10. Ottawa sand, mesh 20/40 a 5000psi de presión de cierre



Fuente. MITTAL, A., RAI, C. S., & SONDERGELD, C. H. Proppant-Conductivity Testing Under Simulated Reservoir Conditions: Impact of Crushing, Embedment, and Diagenesis on Long-Term Production in Shales. Society of Petroleum. August 1, 2018.

- Porcentaje de arcillas.

Un porcentaje alto de arcillas, que afectan la fragilidad de la roca, las cuales con un contenido de minerales arcillosos en el rango del 15% al 35% impacta de manera negativa el índice de fragilidad Figura 11 (Feng, et al 2008). Esta fragilidad depende de la relación entre el Módulo de Young y la relación de Poisson, y puede determinarse de manera estática y dinámica, que entre si no presentan una correlación fuerte, pero que mediante análisis experimental se descubrió que la relación de fragilidad estática y dinámica es fuertemente afectada por los

parámetros de la roca como porosidad y porcentaje de arcillas, lo cual permite relacionar la fragilidad con el V_{shale} de la formación.

$$BI_d = \frac{E}{\nu} \quad \text{Ecuación 1}$$

$$\frac{BI_s}{BI_d} = (a * \Phi + b * V_{sh} + c) \quad \text{Ecuación 2}$$

$$BI_d = (a * \Phi - 1.44 * V_{sh} + 0.62) * BI_d \quad \text{Ecuación 3}$$

BI_s = índice de fragilidad estático.

μ = Relación de Poisson.

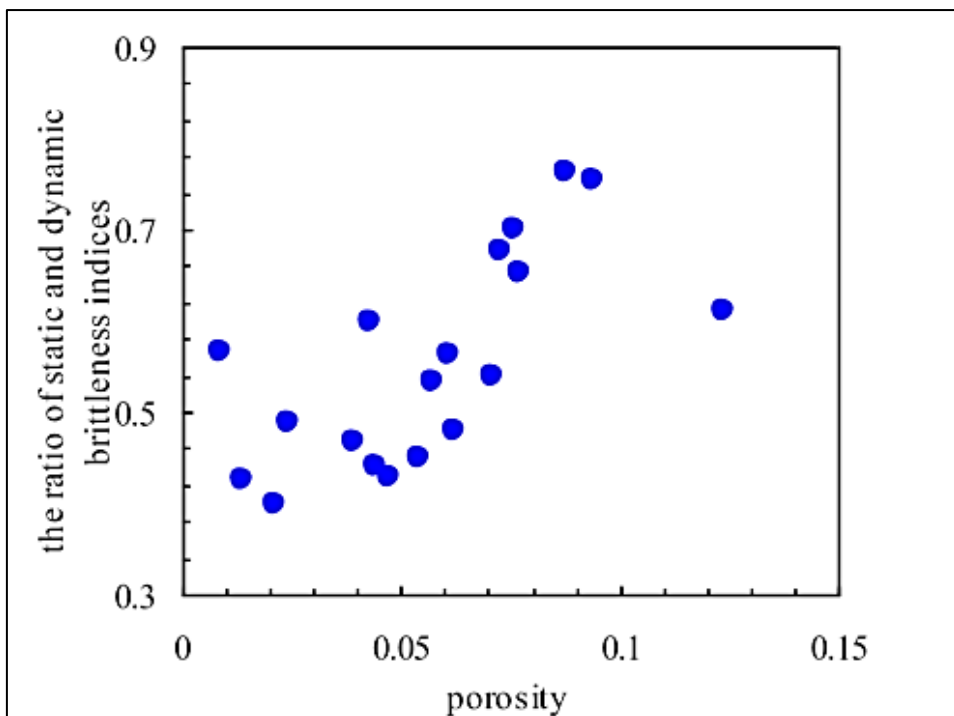
BI_d = índice de fragilidad dinámico.

V_{cl} = Fracción de arcillas.

E = Módulo de Young.

a, b, c = parámetros del modelo.

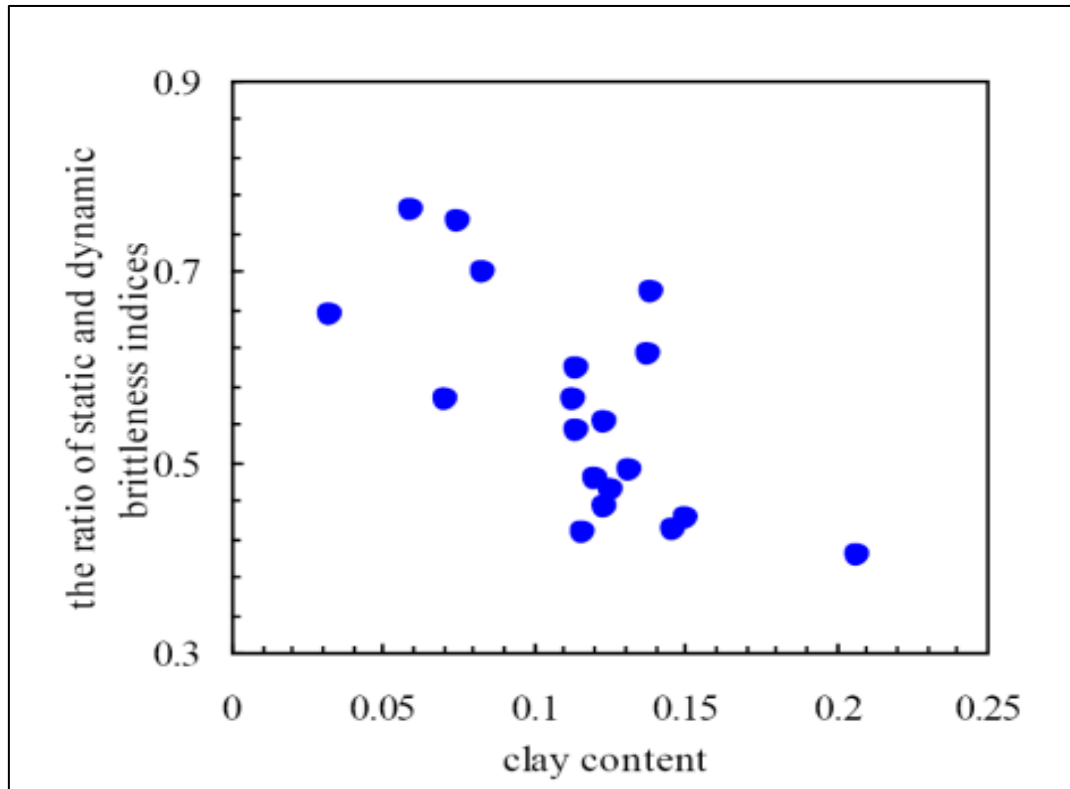
Figura 11. Relación de ambos índices de fragilidad y porosidad.



Fuente: FENG, C. et al. Society of Petroleum Engineers. October 19, 2018.

Se puede observar una relación directa entre la fragilidad y la porosidad, y ajustar la ecuación para una mejor tendencia.

Figura 12. Relación de fragilidad y contenido de arcillas



Fuente: FENG, C. et al. Society of Petroleum Engineers. October 19, 2018.

Con esta relación es posible generar un rango de contenido de arcillas para subdividir el riesgo con respecto a que tanto afecta la fragilidad.

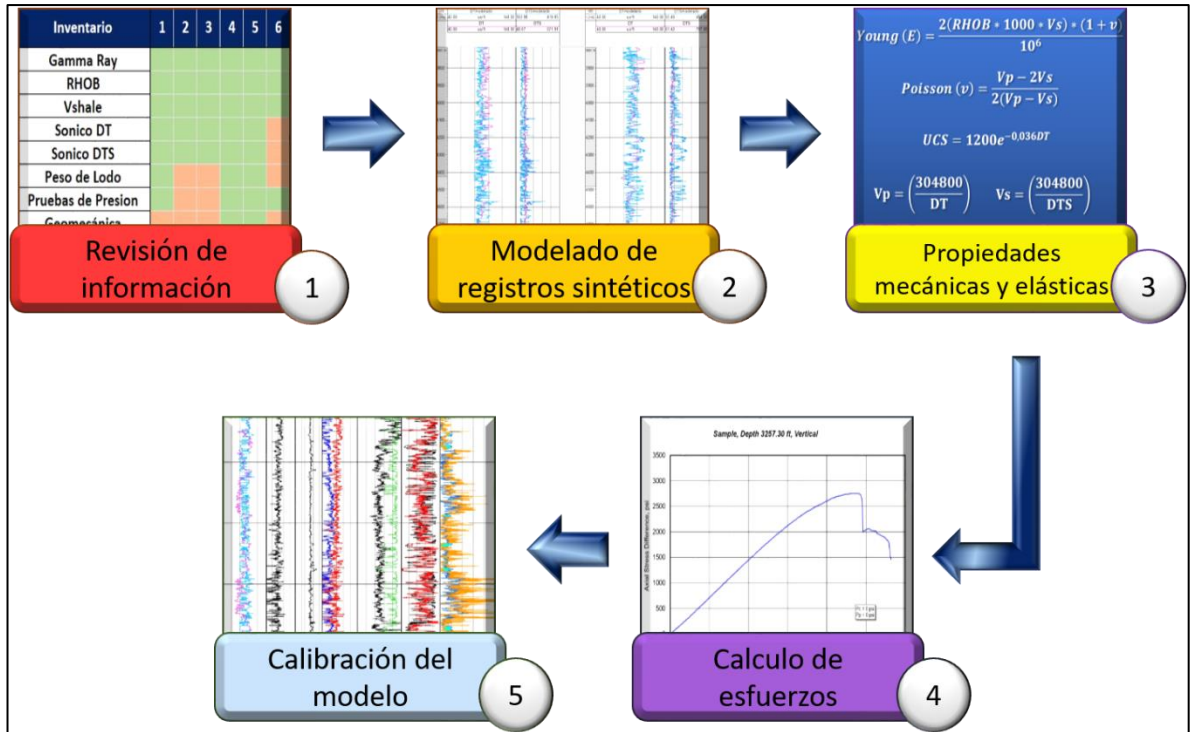
5. MODELO GEOMECÁNICO

El modelo geomecánico del campo de estudio se realiza con el propósito de obtener parámetros geomecánicos (Módulo de Young, relación de poisson, UCS, presión de poro, magnitud de esfuerzos) para poder identificar y evaluar los riesgos geomecánicos expuestos en el capítulo anterior, los cuales se presentan a la hora de realizar un fracturamiento hidráulico en los litotipos de interés que corresponden a arenas apretada.

5.1 METODOLOGÍA MODELO GEOMECÁNICO 1D

A partir de un proyecto realizado en el software petrel en el que se encuentran cargados los pozos, topes y algunos registros, se inicia la elaboración del modelo geomecánico siguiendo la metodología mostrada a continuación:

Figura 13. Metodología para la elaboración del modelo geomecánico



5.1.1 Revisión de información. Inicialmente se realiza un inventario de la información que se tiene de los pozos a estudiar, para seleccionar los pozos que mayor cantidad de información tienen y revisar la calidad de la misma con el fin de obtener resultados confiables y coherentes.

Tabla 3. Información de los pozos analizados del caso estudio.

Inventario	UIS 1	UIS 2	UIS 3	UIS 4	UIS 5	UIS 6
Caliper						
Gamma Ray						
SP						
RHOB						
NPHI						
V shale						

Inventario	UIS 1	UIS 2	UIS 3	UIS 4	UIS 5	UIS 6
Sónico DT						
Sónico DTS						
Peso de Lodo						
Pruebas de Presión						
Pruebas Geomecánica						
Plugs para ensayos						

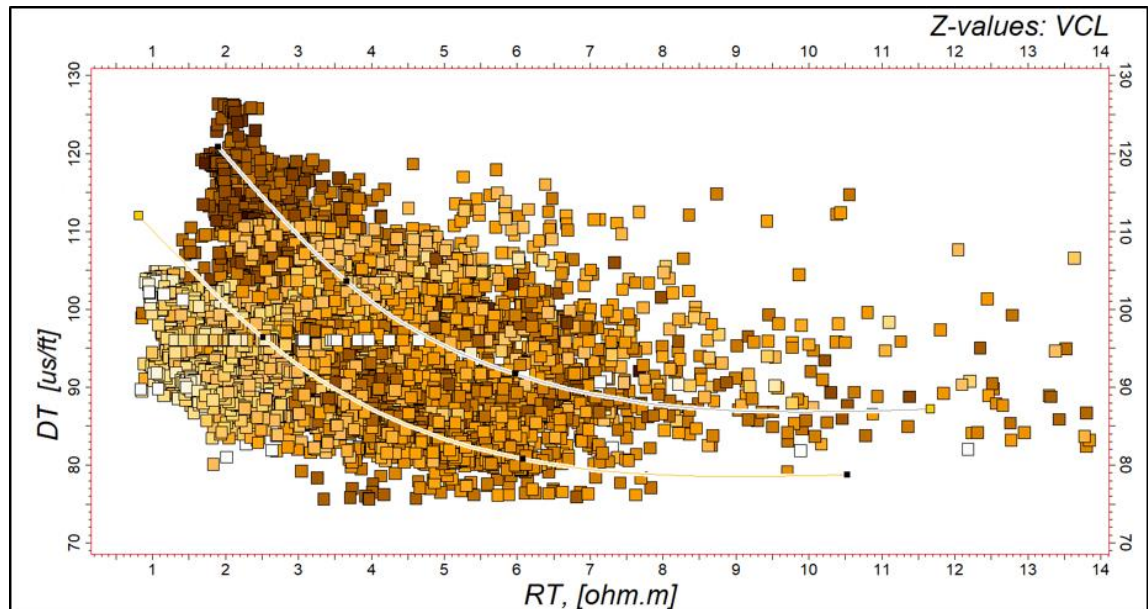
El modelo se realiza con información de 4 pozos, los cuales fueron seleccionados por el siguiente criterio: El Pozo 1, 4 y 6 se tienen plugs los cuales serán sometidos a ensayos de laboratorio (Brazilian test) para obtener información dinámica y estática; el Pozo 4 y 5 están definidos los intervalos de interés y adicional a esto se tienen pruebas geomecánicas realizadas anteriormente. De estos pozos se encuentran cargados los registros necesarios como resistividad, porosidad, neutrón, Gamma Ray, densidad y sónico.

5.1.2 Modelado de registros sintéticos. Debido a la ausencia de registro sónico de uno de los pozos (UIS 6), es necesario generar un registro sintético, el cual puede ser creado a partir de diferentes registros. Para ello se ajustan las tendencias entre los comportamientos de las curvas (crossplots) al comportamiento de un determinado set de registros para validar la confiabilidad del modelado.

Estas parejas de registros deben ser de buena calidad para proporcionar el mayor grado de confiabilidad y a su vez relacionarse por el principio físico de operación y la sensibilidad a los cambios de litología, es decir, registros como el Densidad y Gamma Ray funcionan a partir de la emisión de rayos gamma, el registro sónico y Gamma Ray son afectados por el porcentaje de arcilla presente en la formación, y registros como el resistivo son sensibles a los fluidos de la formación. En base a

esto, las parejas de registros recomendadas son DT vs Rt, DT vs Vsh, Dt vs RHOB¹⁹.

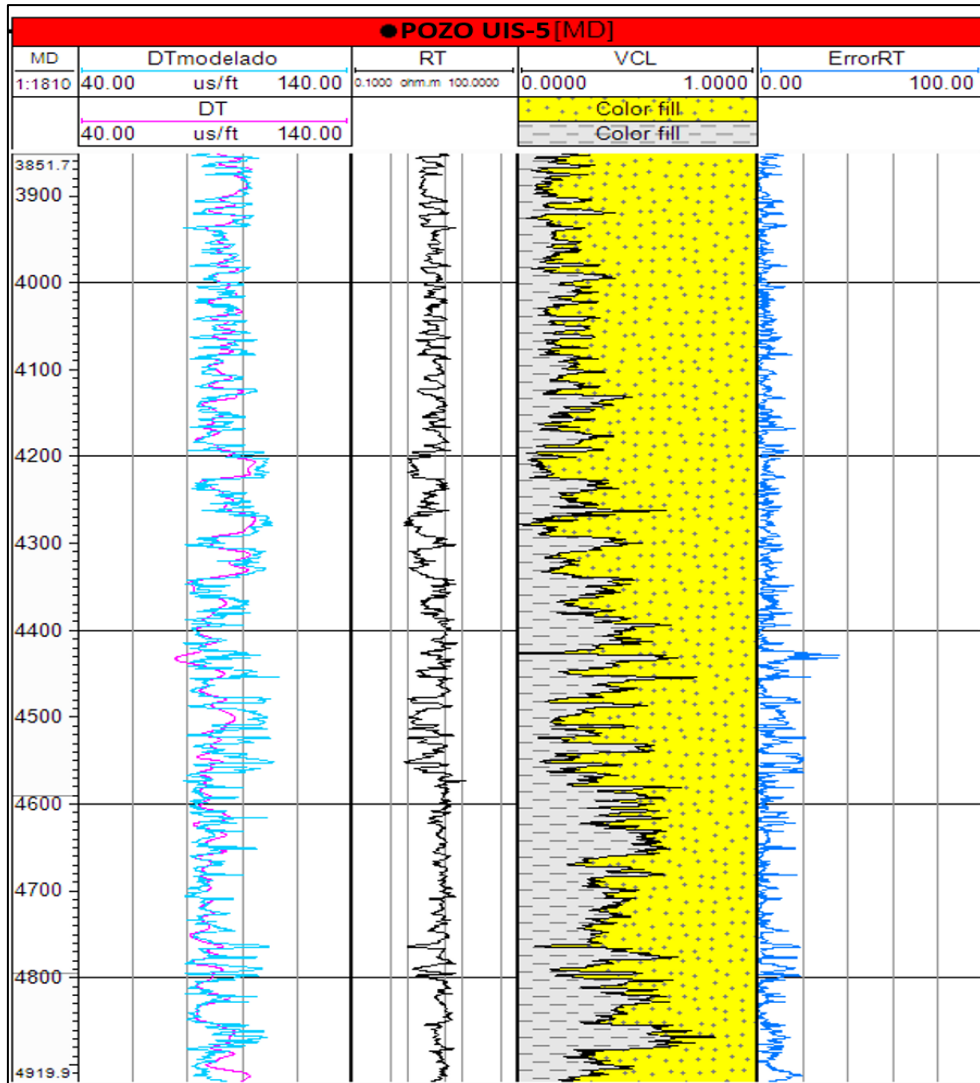
Figura 14. Crossplot RT vs DT



En la Figura 14 se muestra el trazo de las líneas de tendencia de shale y arena haciendo crossplot de los registros RT (resistivo) y DT (sónico), esto se hizo con los 3 pozos de los cuales se contaba con registro sísmico para calcular un registro modelado que se pueda generar en el pozo UIS-6.

¹⁹ ESCAMILLA, R. Modelamiento de registros sísmicos y densidad para la elaboración de modelos geomecánicos del área del piedemonte. Universidad Industrial de Santander. Tesis de grado. 2007.

Figura 15. Set de registro Pozo UIS-5



En la primera columna de la Figura 15 observamos el registro sonido (DT) original con el registro modelado. Para llegar a esta curva (color azul), se refinaron las líneas de tendencias para shale y arenas hasta que visualmente la curva modelada se acercara al registro original obteniendo el mínimo error posible para el caso.

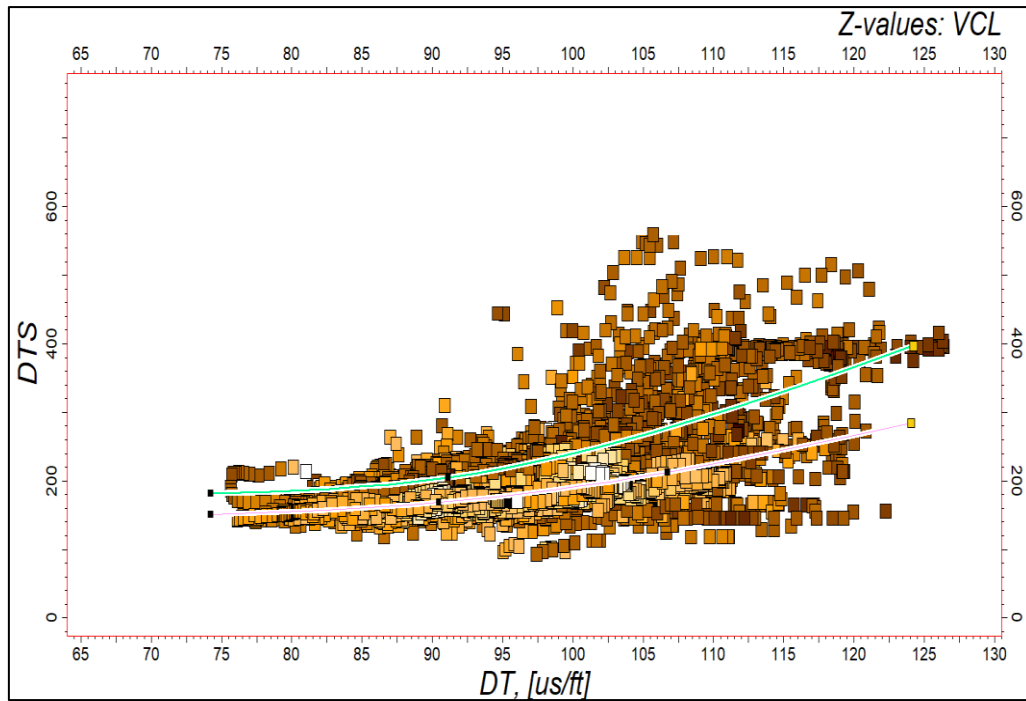
Tabla 4. Porcentaje de Error del Registro DT modelado

	Pozo UIS-1	Pozo UIS-4	Pozo UIS-5
% Error Promedio	13.5%	13.5%	7.6%
Moda	11.0	10.0	5.3
Mediana	11.5	11.5	6.8
Desviación	9.2	9.3	5.3

Inicialmente se hizo Crossplot con los registros RHOB y DT, pero la curva del modelado con RT se ajustaba mucho mejor al registro sísmico original, por eso se selecciona esta pareja de registro para la aplicación de la técnica, de la cual se presentan los datos estadísticos del error.

Una vez modelado el registro sísmico DT del pozo UIS-6, se procede a realizar el mismo procedimiento para calcular el DTS (sísmico de cizalla) para el mismo pozo, el cual se muestra en la Figura 16 Crossplot DT vs DTS, en la cual, a diferencia del anterior, se realiza Crossplot con los registros DT y DTS.

Figura 16. Crossplot DT vs DTS



La línea verde superior corresponde a la tendencia de las arcillas, mientras la otra indica la tendencia de las arenas para los pozos seleccionados. Estas líneas de tendencia se ajustan hasta para que sean lo más representativa posible del litotipo y a su vez al general la curva del DTSmodelado, esta se asemeje a la original y se pueda tener validez y confiabilidad en los datos.

Figura 17. Calculo de error de los registros modelados.

TVD	VCL		ErrorRT		DTmodelado		Error_DTS		DTSmodelado	
1:4420	0.0000	1.0000	0.00	100.00	40.00 us/ft	140.00	0.00	100.00	100.00	300.00
	Go for fill		Color fill		DT		Color fill		DTS	
	Color fill				40.00 us/ft 140.00				100.00 300.00	

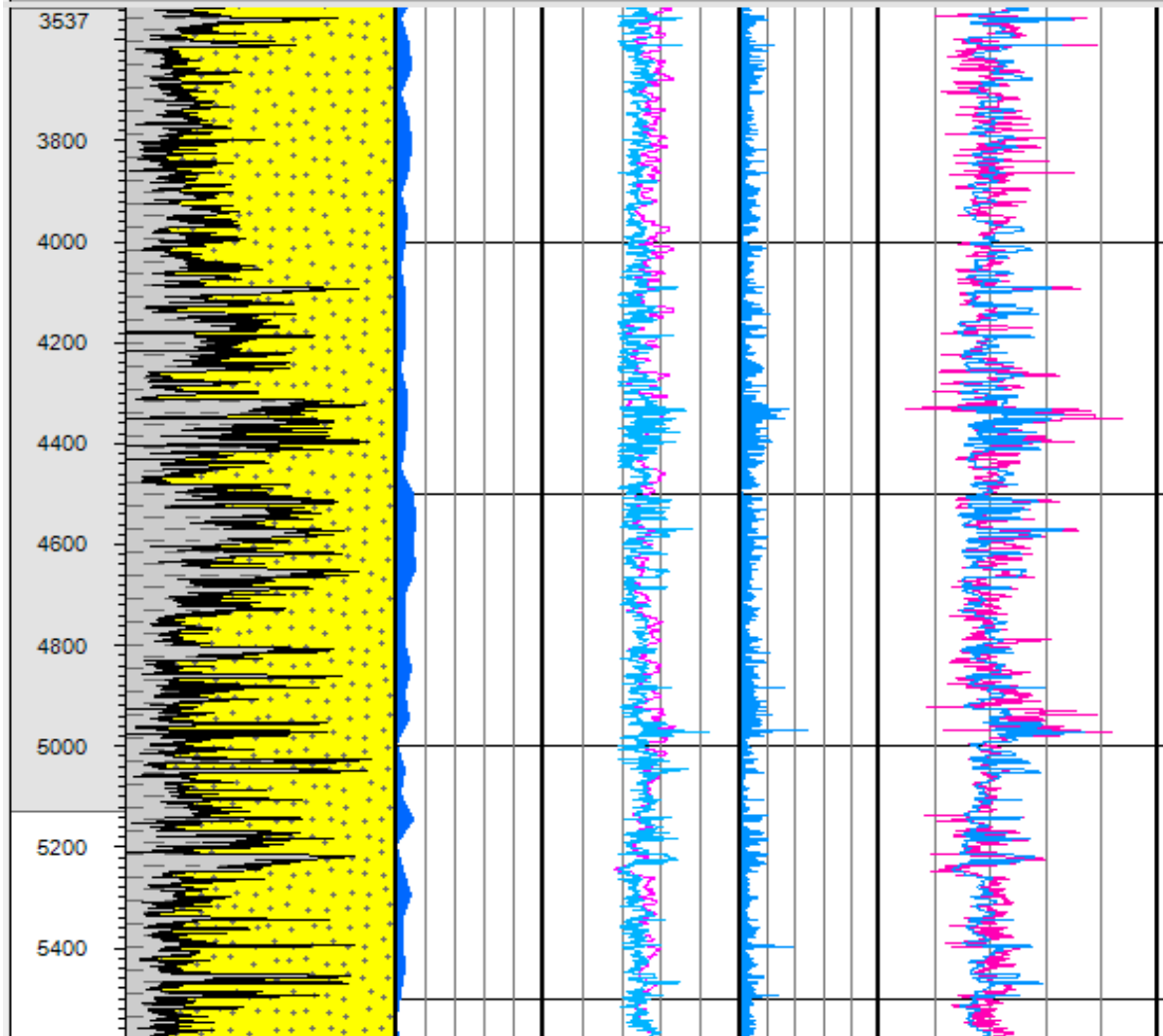
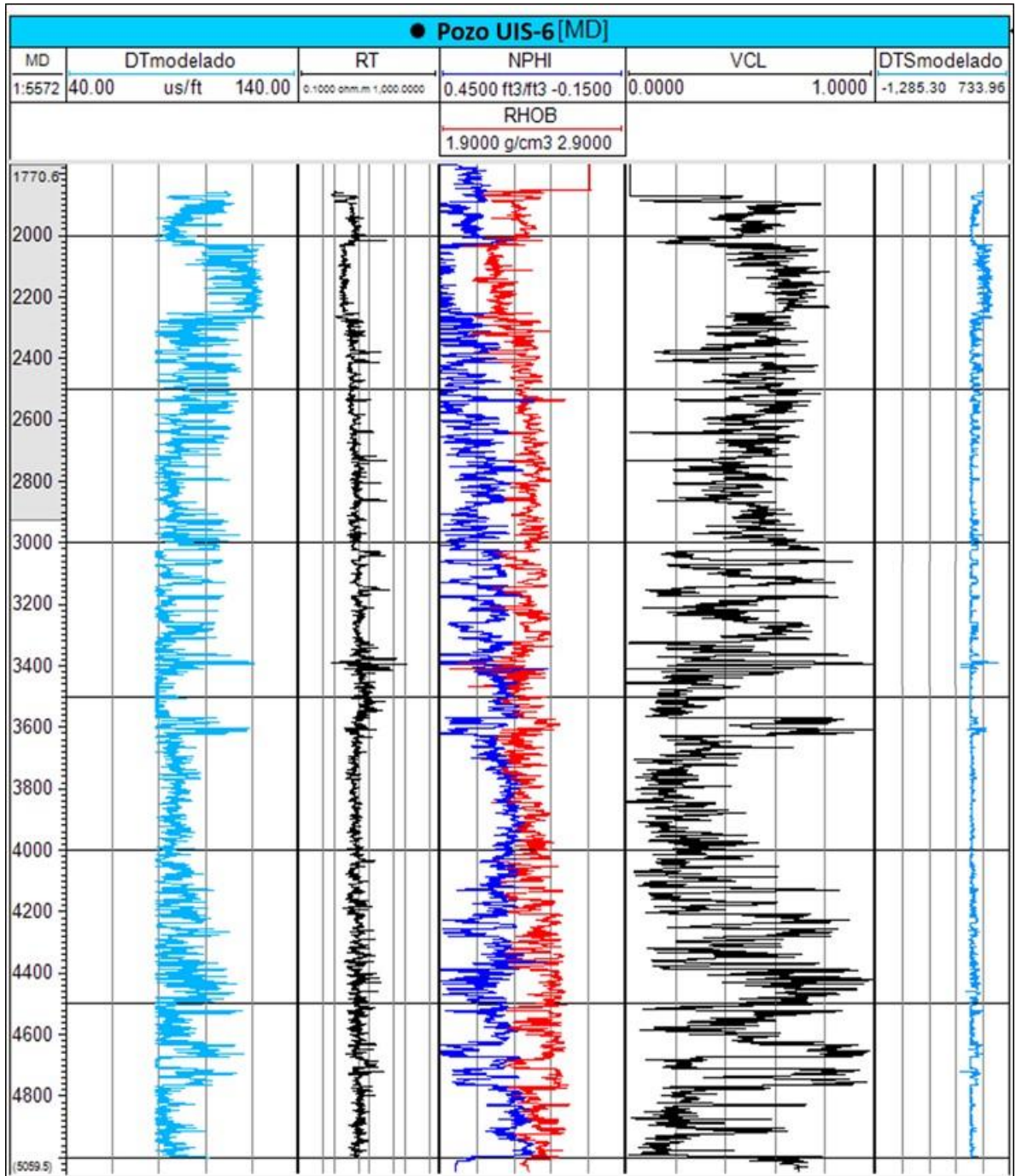


Figura 18. DT y DTS Modelado para el pozo UIS-6

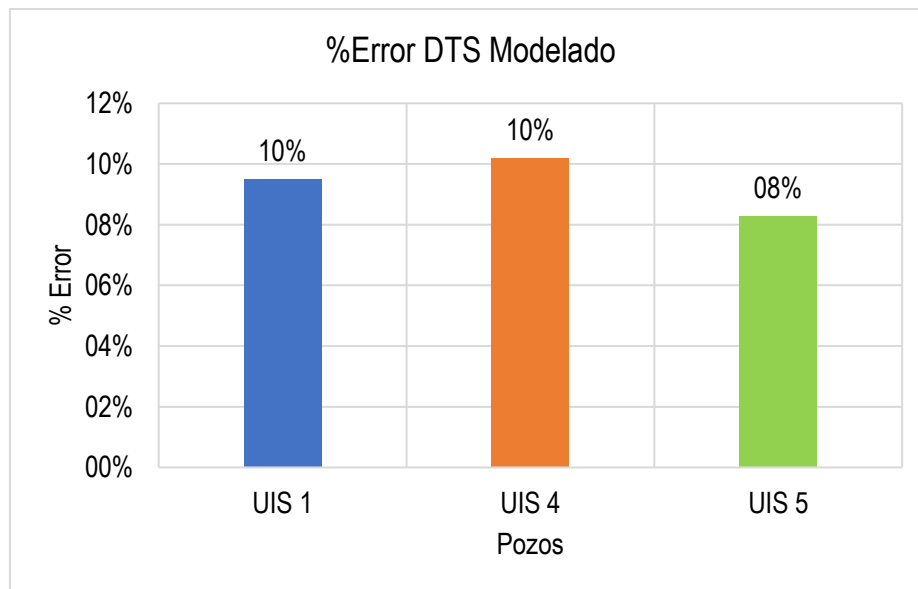


En la Figura 18 esta el set de registros para el pozo UIS-6, donde se observa la primera y quinta columna los registros modelados, en la Tabla 5 se encuentra el cálculo de error de la curva calculada para el registro DTS y en el Anexo A se pueden observar el set de registros completos de los demás pozos analizados en el modelo geomecánico.

Tabla 5. Porcentaje de error del registro DTS modelado

	UIS 1	UIS 4	UIS 5
Promedio	9.5%	10.2%	8.3%
Moda	9.0	8.0	6.0
Mediana	8.5	8.1	7.4
Desviación	5.8	7.0	6.3

Figura 19. Error porcentual del registro DTS modelado para cada pozo



5.1.3 Propiedades mecánicas y elásticas. Es necesario el conocimiento de las propiedades de la roca para estimar el comportamiento de esta con relación a los esfuerzos a los cuales está sometida, ya que es posible que falle si los esfuerzos son grandes. Estas propiedades son:

5.1.3.1 Relación de Poisson (ν): Es la relación entre la deformación transversal y la deformación axial en un material sólido bajo un esfuerzo axial, está siempre será positiva ubicada en un rango de 0 – 0.5. En laboratorio, la relación de Poisson se puede determinar a través de una prueba de esfuerzos triaxiales²⁰ o de manera teórica usando la Ecuación 10 según Zoback (2007).

$$\text{Relacion de Poisson } (\nu) = \frac{Vp - 2Vs}{2(Vp - Vs)} \quad \text{Ecuación 4}$$

5.1.3.2 Módulo de Young (E): Es la constante de proporcionalidad entre el esfuerzo axial en la roca y su deformación como consecuencia de un esfuerzo uniaxial. Un valor de Módulo de Young bajo, indica un material con alta deformidad, y lo contrario si este valor es alto. Para su cálculo por medio de ecuaciones, es necesario primero calcular el módulo de cizalla, el cual Indica la energía necesaria para deformar elásticamente un sólido al aplicarle un esfuerzo cortante.

$$\text{Modulo de Cizalla } (G) = \frac{RHOB}{DTS^2} \quad \text{Ecuación 5}$$

$$\text{Young Dinamico } (E_{din}) = 2 * G * (1 + \nu) \quad \text{Ecuación 6}$$

$$\text{Young Estatico} = (0.4533 * E_{din}) + (0.0293 * E_{din}^2) \quad \text{Ecuación 7}$$

²⁰ MANUFAR, I. Predicción de geometrías de fractura hidráulica en pozos del campo Agua Fría, mediante el modelo Perkins-Kern-Nordgren. Universidad Nacional Autónoma de México. Tesis, 2017

Donde:

RHOB= Densidad (g/cc)

DTS= Sónico de cizalla (us/ft)

V= Relación de Poisson

Edin = Módulo de Young dinámico

5.1.3.3 UCS: que por sus siglas significa resistencia a la compresión sin confinamiento o también llamada resistencia a la compresión uniaxial, el cual es el esfuerzo máximo que soporta la roca hasta que ocurre la falla. Puede ser determinada a través de pruebas de laboratorio o correlaciones de las que se muestran algunas en la Tabla 6.

Tabla 6. Correlaciones para UCS encontradas en la literatura.

Fuente	Correlación UCS [psi] -Dt[us/ft] -Vp[m/S]
McNally (McNally, 1987)	$UCS = 18521e^{-0.037Dt}$
McNally Modificado (McNally, 1987)	$UCS = 838825e^{-0.057Dt}$
Rahman (Rahman et al. 2010)	$UCS = 40847e^{-0.0268Dt}$
Cubbed (Chang et al. 2006)	$UCS = 72.5Vp^3$
Lal (Lal 1999)	$UCS = 1450 (Vp - 1)$
Global (Chang et al. 2006)	$UCS = 195.75Vp^{2.6}$

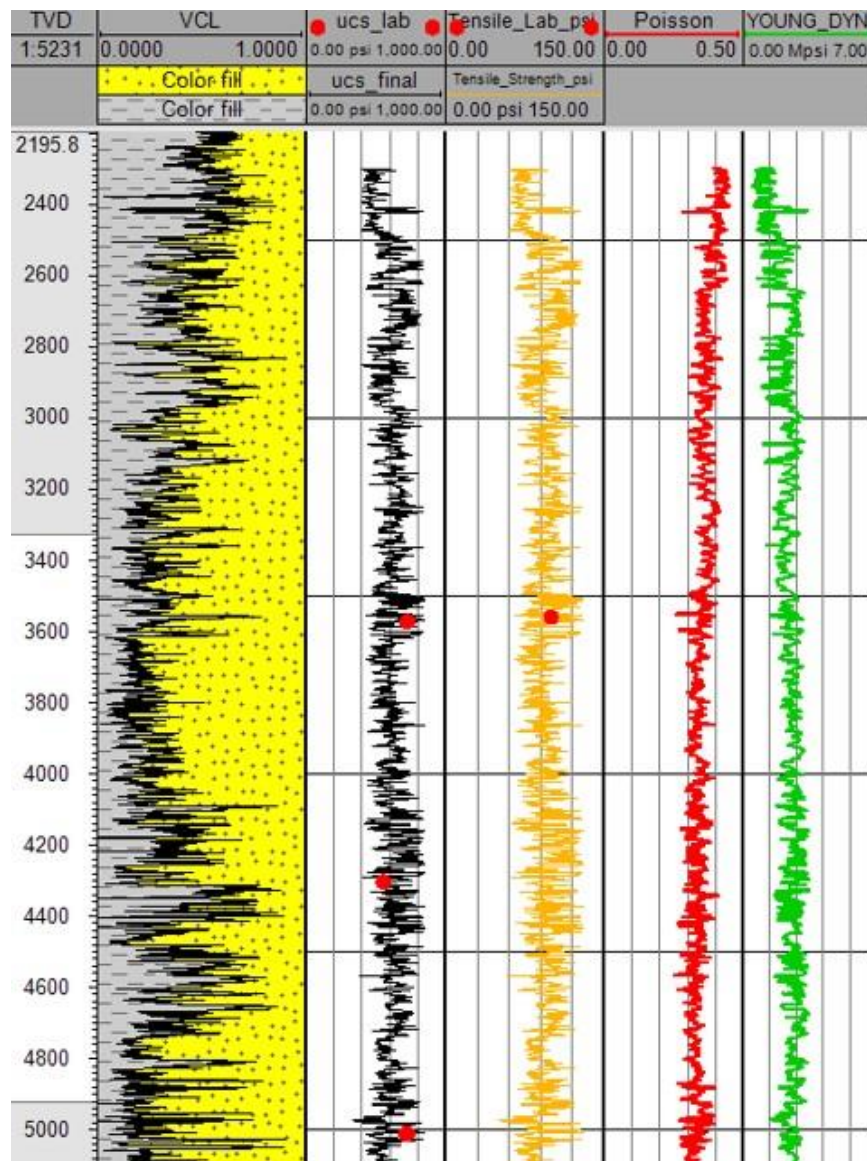
Para validar la curva de UCS obtenida en el modelo, primero se utilizaron los resultados de ensayos en muestras de los pozos UIS-4 y UIS-5, una vez cargados, se seleccionó una correlación para arenas (Cubbed) y otra para arcillas (Lal) las cuales, son las que mejor se ajustan a los datos de laboratorio.

5.1.3.4 Resistencia tensil: Es el máximo esfuerzo que soporta el material ante la ruptura por tracción, se calcula por medio del ensayo Brazilian test o de resistencia tensil indirecta. Esta es aproximadamente el 10% del UCS.

$$\sigma_t = 0.1 * UCS [psi]$$

Ecuación 8

Figura 20. Cálculo de propiedades mecánicas pozo UIS-4



Los puntos en rojo, son datos de laboratorios utilizados para la calibración del modelo la cual se explica más adelante.

5.1.4 Cálculo de esfuerzos. En términos sencillos un esfuerzo es una fuerza actuando sobre un área específica, y para ser más precisos el esfuerzo es un tensor que describe las fuerzas que actúan sobre todas las superficies posibles que pasan a través de un punto.

Los esfuerzos principales son 3 y se definen como el esfuerzo vertical (σ_v o S_v), el esfuerzo horizontal máximo (σ_H o S_H), y el esfuerzo horizontal mínimo (σ_h o S_h). Estos son perpendiculares entre sí, y toman la dirección de los esfuerzos principales, los cuales pueden relacionarse entre sí, teniendo en cuenta la clasificación de E.M. Anderson, la cual se muestra en la Tabla 7 y determina un régimen de esfuerzos dependiendo la magnitud de cada uno de ellos.

Tabla 7. Clasificación del régimen de esfuerzos

Régimen de Esfuerzos	Magnitud de los esfuerzos		
	S1	S2	S3
Normal	S_v	S_H	S_h
Rumbo-Deslizante	S_H	S_v	S_h
Inverso	S_H	S_h	S_v

Fuente: Clasificación según E.M Anderson.

5.1.4.1 Presión de Poro (P_p): se puede definir como la fuerza que ejercen los fluidos que se encuentran almacenados en el medio poroso de la roca. Para el modelo geomecánico, se utilizó la metodología de Eaton (1975) en la cual se calcula el DTN (distribución normal de compactación) discretizando la presión de poro de las acillas (cutt of de 0.6) y la presión de poro obtenida en laboratorio para la arena en cada intervalo.

$$Presion\ de\ poro\ (Pp) = S_v - (S_v - 0.465) * \frac{\left(\frac{DTN}{DT}\right)^{0.7}}{0.052}$$

Ecuación 9

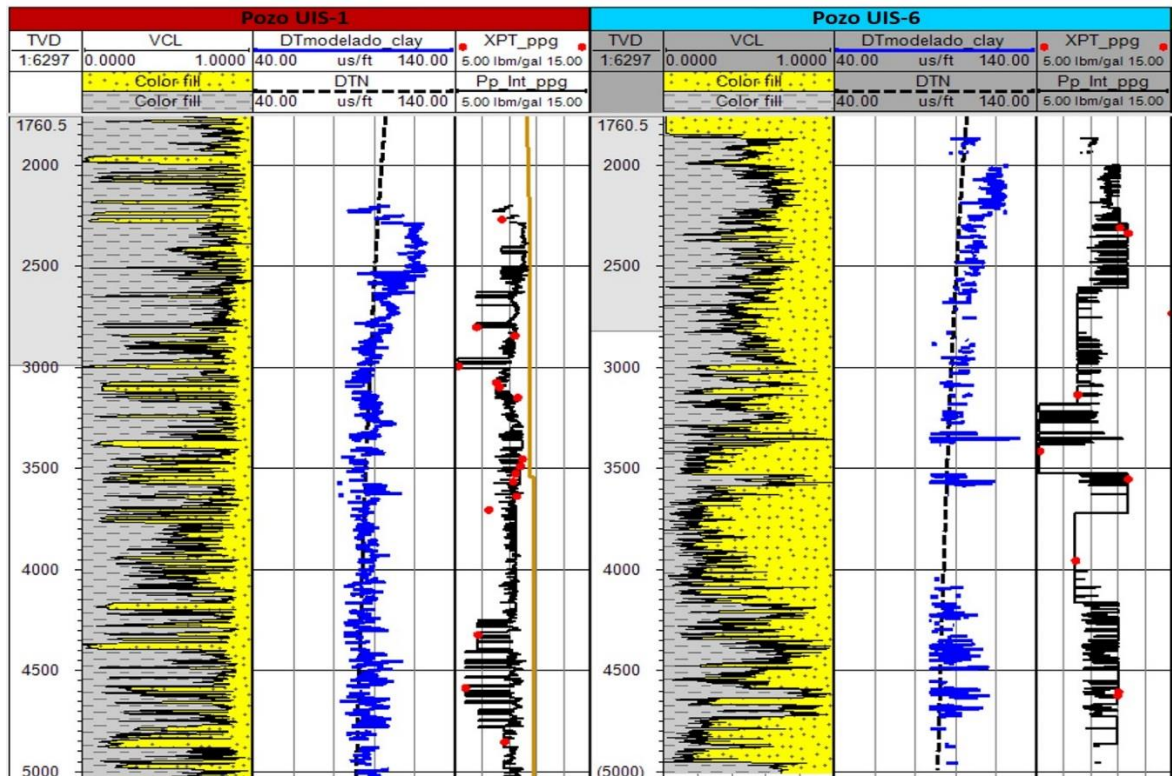
DTN= Distribución normal de compactación.

DT= Sónico compresional.

Sv= Esfuerzo vertical (psi/ft)

Pp= Presión de poro (psi/ft)

Figura 21. Método de Eaton para el cálculo de presión de poro Pozo 1 y 6.



5.1.4.2 Esfuerzo horizontal mínimo (S_h) y Esfuerzo horizontal máximo (S_H):
 para calcular estos esfuerzos, utilizamos las siguientes ecuaciones y fueron calibrados con

5.1.4.3 Gradiente de Fractura (GF): Es la presión necesaria (psi/ft) para que una formación falle por tensión, esta es influenciada por las pérdidas por fricción, tortuosidad y diferencial de esfuerzos, los cuales son analizados en la matriz de riesgo para generar las recomendaciones. Puede ser calculada por medio de la Ecuación 10 (Hubbert & Willis, 1957).

$$GF = 3\sigma_h - \sigma_H - P_p + \sigma_t \text{ [ppg]} \quad \text{Ecuación 10}$$

σ_h = Esfuerzo horizontal mínimo (ppg).

P_p = Presión de poro (ppg).

σ_H = Esfuerzo horizontal máximo (ppg).

σ_t = Resistencia tensil (ppg).

5.1.5 Calibración del modelo. Para la calibración del modelo utilizamos pruebas de presión disponibles, pesos de lodo, información de los reportes de fracturamientos y datos geomecánicos de ensayos de laboratorio de dos pozos.

Reportes de Fracturamiento: A partir de los reportes de fracturamiento en la formación Mugrosa en otros campos, obtenemos la siguiente tabla en la cual calculamos el gradiente del ISIP y poderlo comparar con el gradiente de fractura para validar los datos.

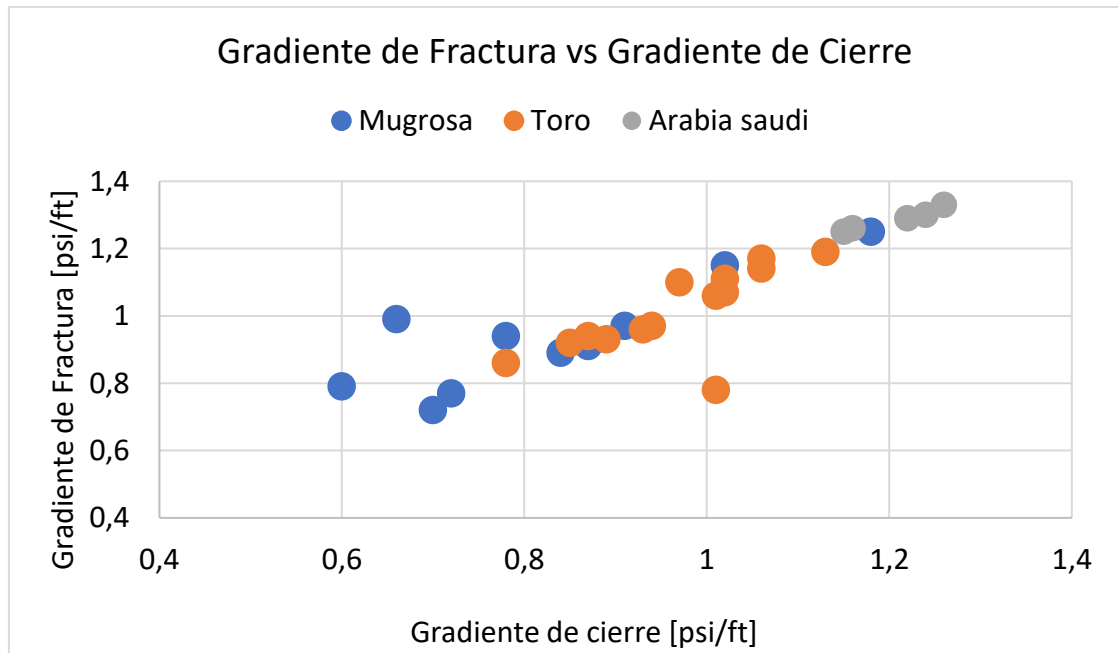
Tabla 8. Datos de reportes de fracturamiento en la formación Mugrosa

Profundidad Media	Minifrac			Fracturamiento		Gradiente Fractura
	ISIP	Grad ISIP	Presión Cierre Fondo	ISIP	Presión Cierre Fondo	
7741	2668	0.60	4598	N/A	N/A	0.79
7906.5	3590	0.84	6291	4105	6845	0.89
8874	7693	1.18	10425	8532	N/A	1.25
8889.5	7693	1.18	10425	8532	N/A	1.25

Profundidad Media	Minifrac			Fracturamiento		Gradiente Fractura
	ISIP	Grad ISIP	Presión Cierre Fondo	ISIP	Presión Cierre Fondo	
4692.5	2754	0.91	4198	2930	N/A	0.97
7475	5694	1.02	8624	N/A	N/A	1.15
7419	4062	0.78	4862	N/A	N/A	0.99
7115	2236	0.72	5122	N/A	N/A	0.77
7538	2108	0.70	5069	N/A	N/A	0.72
7319	3285	0.87	6229	N/A	N/A	0.91
7737	3402	0.75	4653	N/A	3729	0.81
7427	2817	0.71	4243	N/A	3834	0.77
6196	2460	0.60	3761	2393	3358	0.62

Fuente: Tabla elaborada a partir de diferentes reportes de fracturamiento realizados en la formación Mugrosa, suministrados por ICP.

Figura 22. Comparación datos de VMM con otras formaciones.



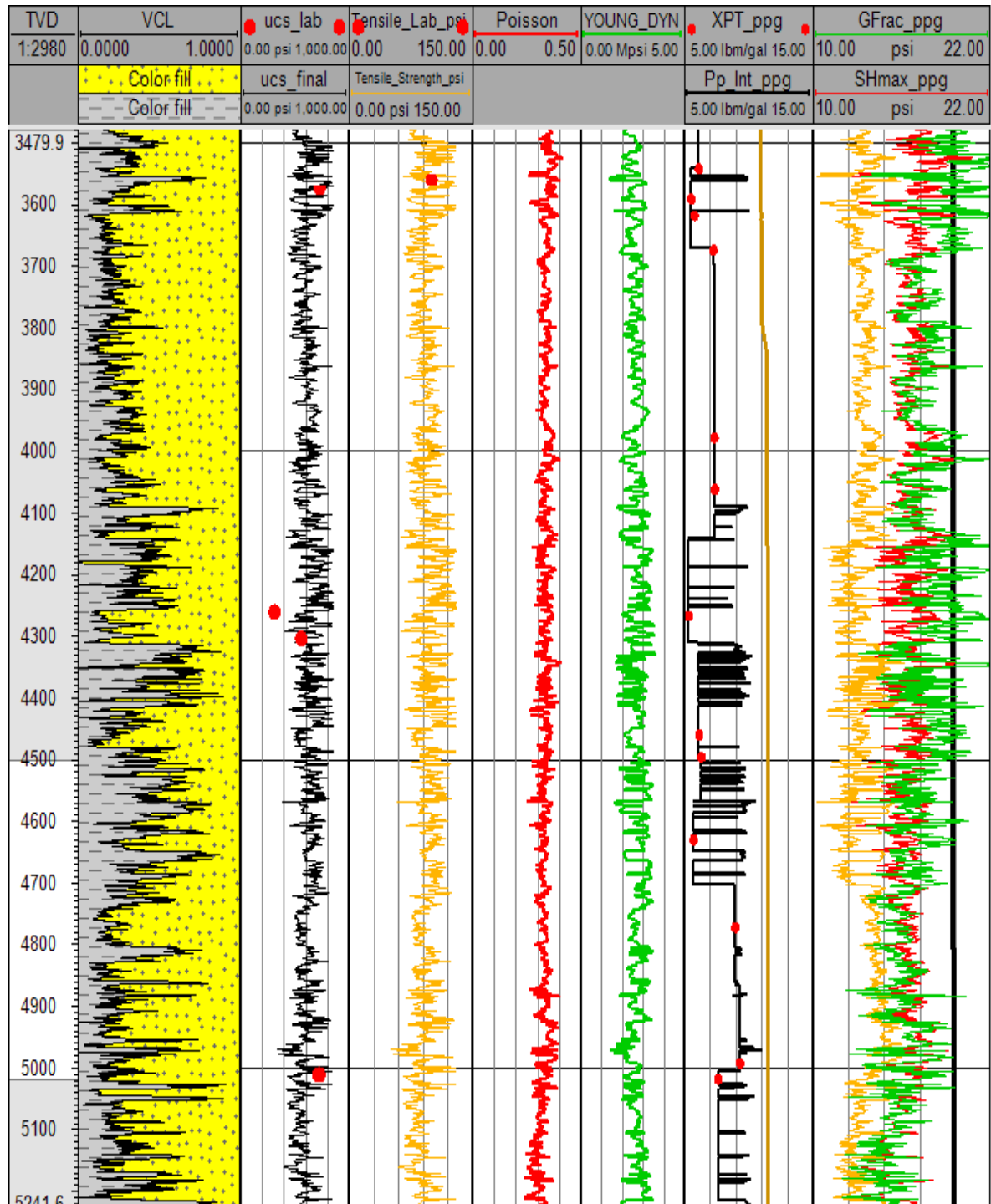
Fuente: Reportes de fracturamiento realizados en el VMM suministrados por ICP.

El comportamiento lineal de los gradientes de fractura vs el gradiente de cierre muestra como las variables obtenidas en los trabajos de fracturamiento del VMM pueden alimentar el modelo geomecánico, ya que no dependen del tipo de facie intervenida sino en los esfuerzos contenidos en la formación.

Resultados de laboratorio: En el Anexo B se encuentran datos de ensayos de laboratorio donde se tienen datos, los cuales fueron cargados a el software petrel y se observan como puntos en cada columna de la Figura 20 para la calibración de las curvas.

Al realizar el cálculo de los esfuerzos para los pozos, se encontró que el esfuerzo vertical es el de mayor magnitud, indicando un régimen de esfuerzos normal. En el Anexo C y Anexo D se encuentran los resultados para los otros pozos y que tienen el mismo régimen de esfuerzo normal.

Figura 23. Propiedades y esfuerzos del pozo UIS-4



4.2 ENSAYOS DE LABORATORIO

Para las pruebas de laboratorio de rocas se seleccionaron diferentes intervalos de los pozos anteriormente mencionados, que cumplieran con el requisito de ser litotipos 3 y 5, sin embargo, la disponibilidad de núcleos para esos litotipos en los pozos seleccionados fue muy baja.

4.2.1 Brazilian Test - Norma ASTM-D3967-16. La prueba de Brazilian test para la medición de la resistencia tensil indirecta de una muestra de roca es sencilla y simple, para ésta se requiere de un disco circular el cual se somete una compresión diametral hasta que esta falla. La compresión induce un esfuerzo normal de tensión a lo largo del diámetro vertical, donde se debe distribuir constantemente hacia el centro de la muestra. La resistencia tensil indirecta es calculada asumiendo que la falla ocurre en el punto del máximo esfuerzo tensil desde el centro del disco²¹.

Según la norma ASTM D3967-16, las muestras que serán sometidas a la medición de la resistencia tensil indirecta deben cumplir los siguientes requerimientos:

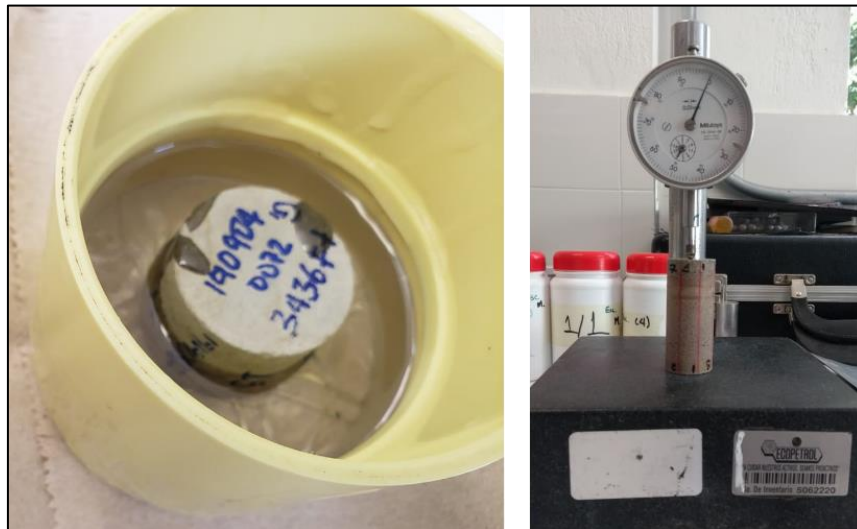
- La muestra debe ser un disco circular con una relación de espesor/diámetro (t/D) entre 0,2 y 0,75. El diámetro de la muestra debe ser al menos 10 veces mayor al grano del mineral más grande contenido en la misma.
- La superficie circunferencial debe ser plana y recta a 0.5mm (0.002 in)
- Los extremos de la muestra deben ser perpendiculares de manera axial y no deben exceder más de 0,5° de desviación perpendicular.
- Determinar y medir el diámetro de la muestra al menos 3 veces lo más cercano a 0,25 mm (0,01 in). Calcular el promedio.

²¹ ASTM D3967-16, Standard Test Method for Splitting Tensile Strength of Intact Rock Core Specimens, ASTM International, West Conshohocken, PA, 2016, www.astm.org.

- Determinar y medir el espesor de la muestra al menos 3 veces lo más cercano a 0,25 mm (0,01 in). Calcular el promedio.

La muestra (plug) para el ensayo de Brazilian test, tenía un diámetro de 1,5 pulgadas, por lo que se procede a utilizar el equipo de corte y reducirla a 1,0 pulgadas, para posteriormente pulir de manera manual con lija de grano fino y cumplir con la norma. La Figura 24 muestra a la izquierda como se preparan la muestra en un molde con resina antes de ser cortadas, y a la derecha el equipo medidor de caras usado para comprobar la planitud.

Figura 24. Preparación de muestra



El equipo utilizado es la MTS815 (Rock Mechanics Test System – Anexo G) que es ideal para pruebas de rocas uniaxiales y triaxiales que son críticas para la exploración y producción de combustibles fósiles, la minería y la investigación de la mecánica de rocas. Ofrece un amplio rango de fuerza axial y su configuración general hace que este sistema sea ideal para estudios del comportamiento de la falla. Para el ensayo de Brazilian, el equipo cuenta con un dispositivo de tensión

indirecta, un transductor de fuerza con kit de fijación, acondicionador de señal y separadores para la correcta alineación y fijación de la muestra para asegurar un rendimiento preciso de la prueba²².

- Marcado: Referenciar mediante una marca vertical y diametral en la muestra, para indicar la orientación deseada, sirve también hacer varias líneas de referencia para el diámetro y el espesor.
- Colocar la muestra en la máquina.
- Posicionamiento: Debe colocarse la muestra entre las placas superior e inferior de tal manera que el plano diametral de las dos líneas marcadas coincida sobre la superficie a no más de 1,25 mm (0,05 in) de diferencia.
- Precarga: Colocar la maquina lentamente sobre los planos de contacto, con una carga despreciable o nula sobre la muestra, asegurarse del correcto posicionamiento.
- Carga: Luego de la precarga, se aplica una carga compresional a una tasa constante sobre la muestra de manera que ésta falle a un tiempo entre 1 a 10 minutos de carga, esta tasa debe estar entre 0.05 y 0.35 MPa/s (500 a 3000 psi/min) dependiendo del tipo de roca. La máxima carga soportada por la muestra debe ser grabada.

²² MTS Systems Corporation. MTS Model 815 and 816 Rock Mechanics Test Systems. 2014, www.mts.com

4.3 RESULTADOS

El ensayo Brazilian Test arroja una serie de datos que se pueden observar en la Figura 25, la cual indica la máxima carga que puede soportar la muestra, que para este caso fue de 0.405 [KN]. Con estos datos es posible el cálculo de la resistencia tensil a través de la siguiente ecuación.

$$\sigma_t = \frac{2P}{\pi t D}$$

Ecuación 11

Donde:

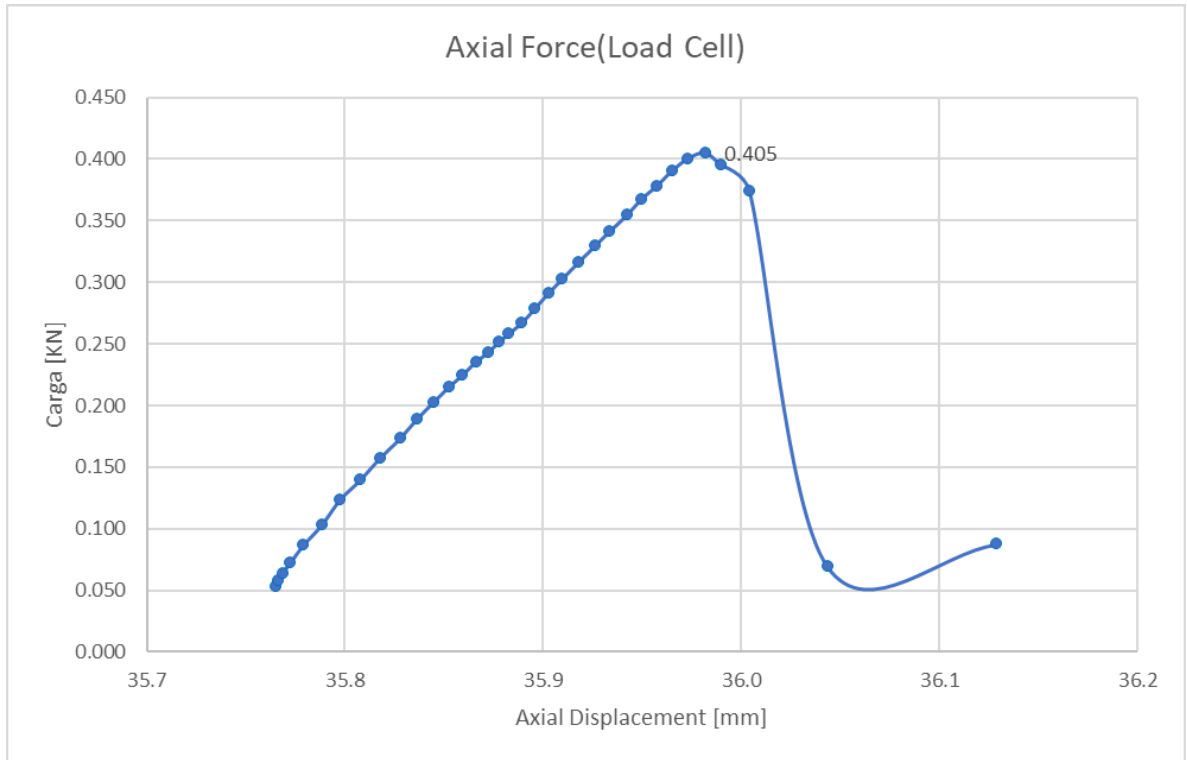
σ_t = Resistencia tensil, MPa.

P = Máxima carga por la herramienta que realiza la prueba, N.

t = Espesor de la muestra, mm.

D = Diámetro de la muestra, mm.

Figura 25. Resultados Brazilian Test



Las mediciones de la muestra se encuentran tabuladas en Anexo F. Usando la Ecuación 10 se obtiene la resistencia tensil:

$$\sigma_t = \frac{2(405)}{\pi(14,765)(25,43)} = 0,6867 \text{ MPa} = 99,59 \text{ psi}$$

Dato que sirve de ajuste a las curvas de UCS del pozo UIS-4 en el modelo geomecánico.

5. MATRIZ DE RIESGO Y RECOMENDACIONES

Una matriz de riesgo es una herramienta versátil, practica y útil para la identificación y valoración de los riesgos a la hora de ejecutar cualquier actividad, la cual permite trazar una ruta que guie al desarrollo exitoso del trabajo, que en esta investigación corresponde a la implementación de la técnica de fracturamiento hidráulico en arenas apretadas en el VMM.

5.1 IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS

Independientemente del área a estudiar, una matriz de riesgo debe ser elaborada siguiendo 3 pasos fundamentales. El primero de ellos es la identificación de los eventos de riesgo que impactan de manera negativa la ejecución de la actividad²³, los cuales han sido mencionados en el Capítulo 2 y se presentan de manera resumida en la Tabla 9.

Tabla 9. Matriz de Riesgos Geomecánicos en arenas apretadas

#	RIESGO	CAUSA	CONSECUENCIA
1	Baja Fragilidad	Contenido alto de minerales arcillosos, bajo Módulo de Young	Pérdidas en el índice de fragilidad, dificultad para iniciar la fractura.
2	Altas pérdidas por fricción en el Near-Wellbore	Mala orientación de los perforados, bajo diferencial de esfuerzos	Aumento en la presión de tratamiento, tortuosidad en el nearwellbore.

²³ ICONTEC, Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación. GUÍA PARA LA IDENTIFICACIÓN DE LOS PELIGROS, GTC-45.

#	RIESGO	CAUSA	CONSECUENCIA
3	Alto gradiente de Fractura	Alta presión de poro, litotipo adyacente shale, bajo diferencial de esfuerzos.	Aumento excesivo en presiones de tratamiento.
4	Propagación vertical no deseada	Baja diferencia de esfuerzos en las formaciones adyacentes	Propagación de la fractura a zonas que depletadas que pueden aportar agua o su contención precipitada evitando contactar arenas potencialmente productoras

5.2 ANÁLISIS DE RIESGOS

En base en la información de la bibliografía consultada y los reportes de fracturamiento, fue posible la identificación de los riesgos y su consecuencia, lo cual corresponde al segundo paso para la elaboración de la matriz: Evaluación de probabilidades (ocurrencia del evento) e impacto (consecuencia)²⁴.

Tabla 10. Matriz de Probabilidad.

MATRIZ DE PROBABILIDAD		
VALOR	OCURRENCIA	SIGNIFICADO
1	Frecuente	Seguramente se produce (>80%)
2	Probable	Probable que se produzca (70%)
3	Ocasional	Puede ocurrir a veces (20%)
4	Improbable	No puede ocurrir (0%)

Fuente: Modificado de la Guía Técnica Colombiana - GTC45.

²⁴ RUBIO ROMERO, J. Métodos de evaluación de riesgos laborales. España, 2004.

Tabla 11. Matriz de Consecuencia.

MATRIZ DE CONSECUENCIA		
VALOR	IMPACTO	SIGNIFICADO
A	Catastrófico	Evento crítico, es imposible alcanzar los objetivos de la operación
B	Grave	Evento significativo que no puede ser corregido
C	Moderado	Evento deficiente, que puede ser mejorable
D	Leve	Evento operativo y/o técnicos que es mejorable

Fuente: Modificado de la Guía Técnica Colombiana - GTC45.

Para la clasificación de los riesgos es necesario asignarles un valor de probabilidad y consecuencia, debido a la información que se tiene, esta asignación se realiza de manera cualitativa usando los datos del modelo geomecánico, resultados de laboratorio y datos de la literatura para los cuales se considera que es bueno o malo realizar un fracturamiento. La Tabla 12 muestra un mapa de calor que combina la matriz de consecuencia y probabilidad con el fin de asignar un nivel (bajo – intermedio – alto) para cada uno de los cinco riesgos identificados que son analizados a continuación.

Tabla 12. Mapa de calor para la identificación del nivel de riesgo.

Probabilidad	Frecuente	Intermedio	Intermedio	Alto	Alto
	Probable	Bajo	Intermedio	Intermedio	Alto
	Ocasional	Bajo	Bajo	Intermedio	Intermedio
	Improbable	Bajo	Bajo	Bajo	Intermedio
		Leve	Moderado	Grave	Catastrófico
Consecuencia					

Fuente: Modificado de la Guía Técnica Colombiana - GTC45.

5.2.1 Baja fragilidad. La fragilidad es la capacidad de una roca a fracturarse, combinando la relación de Poisson y el Módulo de Young. Estos dos componentes muestran la capacidad de la roca de fallar bajo tensión y mantener la fractura una vez que sea generada. En términos de relación de Poisson, cuanto menor es el valor, más frágil es la roca y los valores del Módulo de Young aumentan, cuanto más frágil sea la roca²⁵.

La Tabla 13 sugiere una clasificación de la roca basada en su índice de fragilidad²⁶ la cual es utilizada en la selección de cut off para las combinaciones de Young y Poisson que me den valores de fragilidad dentro de cada intervalo.

Tabla 13. Clasificación sugerida de la roca basada en el índice de fragilidad.

Clase	BI	Fragilidad	Ejemplo
I	>20	Muy Alto	Granito, Diorita, Gneis, Basalto, Cerámica
II	15 – 20	Alto	Arena, Cerámica, Mármol
II	10 – 15	Medio	Arena, Concreto, Caliza
III	5 – 10	Moderado	Caliza, Concreto, Shale
IV	<5	Bajo	Arcilla, Tiza

Fuente: NEJATI, H; Moosavi, A. A new brittleness index for estimation of rock fracture toughness. Journal of Mining & Environment, 2017.

Tabla 14. Fragilidad a partir del Módulo de Young y Relación de Poisson.

E(Mpsi)/V	0.10	0.15	0.20	0.25	0.30	0.35	0.40
0.5	5.00	3.33	2.50	2.00	1.67	1.43	1.25
1.0	10.00	6.67	5.00	4.00	3.33	2.86	2.50
1.5	15.00	10.00	7.50	6.00	5.00	4.29	3.75
2.0	20.00	13.33	10.00	8.00	6.67	5.71	5.00

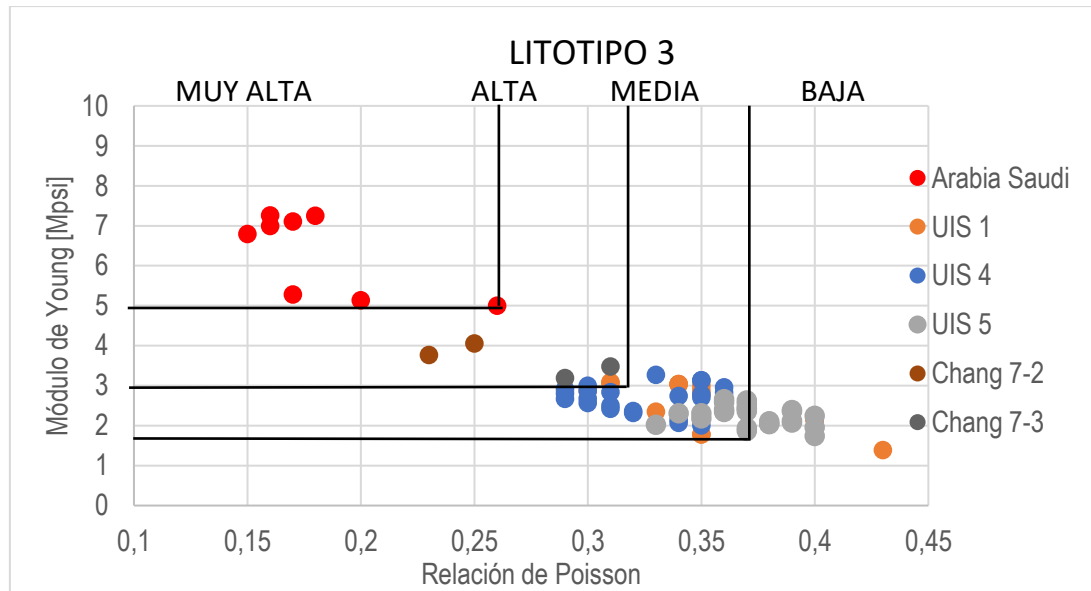
²⁵ RICKMAN, R; MULLEN, M; PETRE, E; GRIESER, B; KUNDERT, D. A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization: all shale plays are not clones of the Barnett Shale. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2008.

²⁶ NEJATI, H; Moosavi, A. A new brittleness index for estimation of rock fracture toughness. Journal of Mining & Environment, 2017.

E(Mpsi)/V	0.10	0.15	0.20	0.25	0.30	0.35	0.40
2.5	25.00	16.67	12.50	10.00	8.33	7.14	6.25
3.0	30.00	20.00	15.00	12.00	10.00	8.57	7.50
3.5	35.00	23.33	17.50	14.00	11.67	10.00	8.75
4.0	40.00	26.67	20.00	16.00	13.33	11.43	10.00
4.5	45.00	30.00	22.50	18.00	15.00	12.86	11.25
5.0	50.00	33.33	25.00	20.00	16.67	14.29	12.50
5.5	55.00	36.67	27.50	22.00	18.33	15.71	13.75
6.0	60.00	40.00	30.00	24.00	20.00	17.14	15.00
6.5	65.00	43.33	32.50	26.00	21.67	18.57	16.25
7.0	70.00	46.67	35.00	28.00	23.33	20.00	17.50
7.5	75.00	50.00	37.50	30.00	25.00	21.43	18.75
8.0	80.00	53.33	40.00	32.00	26.67	22.86	20.00

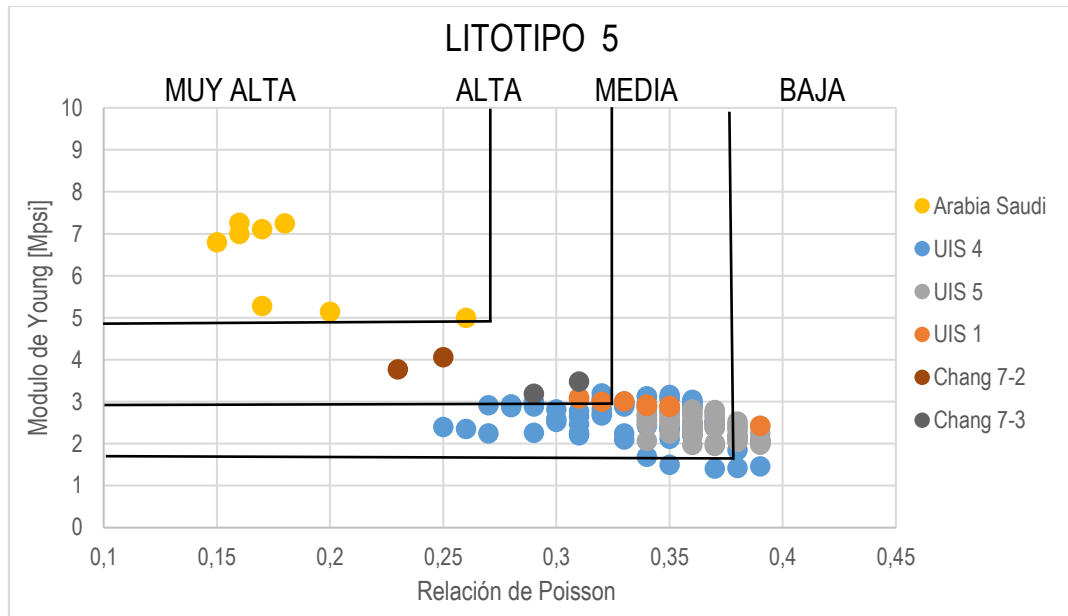
La Tabla 14 muestra los diferentes valores de fragilidad obtenidos a partir del Módulo de Young y relación de Poisson, realizada con el fin de identificar las parejas de datos para las que se obtienen fragilidades bajas, moderadas y altas y así determinar los cut off y clasificar los litotipos como muestra la Figura 26.

Figura 26. Diferenciación del Litotipo 3 a partir de su fragilidad.



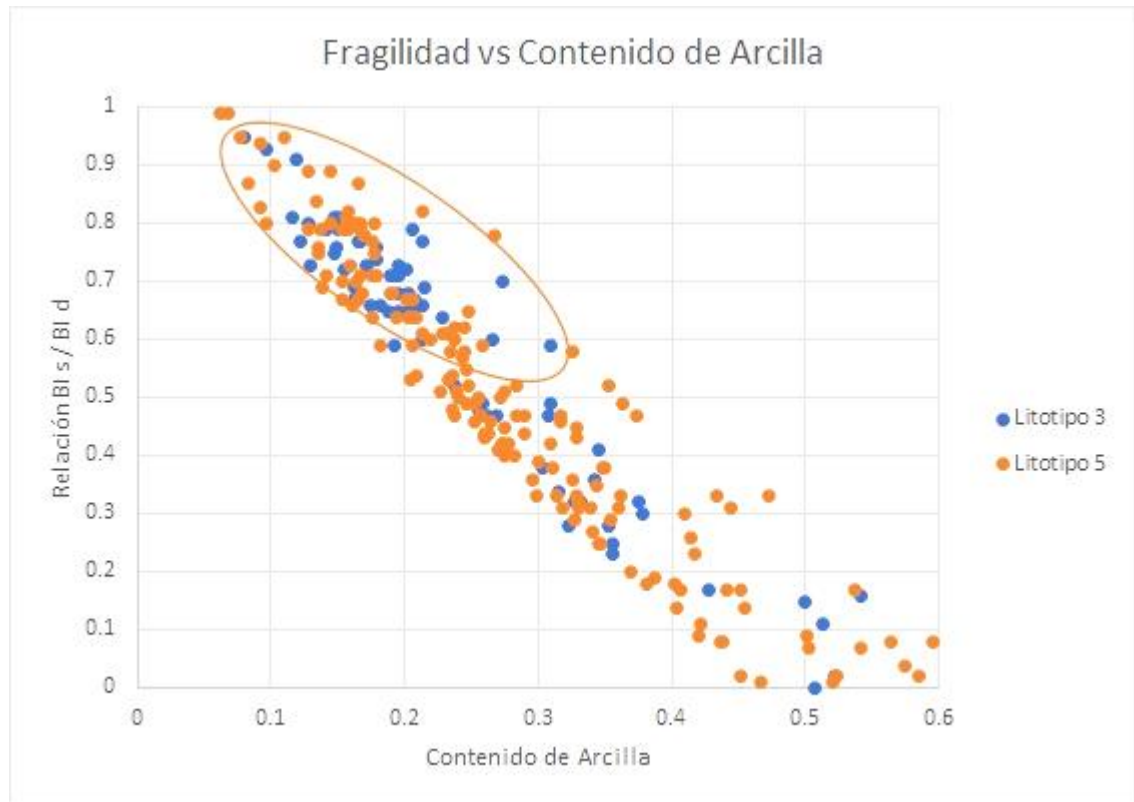
A partir de las gráficas se puede concluir que los litotipos 3 y 5 presentan un rango de fragilidad, el cual es uno de los parámetros más importantes a la hora de realizar un fracturamiento.

Figura 27. Diferenciación del Litotipo 5 a partir de su fragilidad.



El contenido de arcilla en la roca afecta la fragilidad por ser un mineral plástico, evidencia de esto es la Figura 28, donde se puede ver que los litotipos 3 presentan en su mayoría un porcentaje de arcilla menor al 30% y mejor relación de fragilidad a diferencia del litotipo 5 que se encuentra de manera dispersa entre 10% y 60% de contenido de arcilla.

Figura 28. Influencia del contenido de arcilla en la relación de fragilidad.



5.2.2 Altas pérdidas de presión en el Near-Wellbore. Para el análisis de este riesgo se recurre a una interpretación mediante el histograma de frecuencias, para el litotipo 3 y 5, con la intención de agrupar los datos del diferencial de esfuerzos horizontales, debido al régimen de esfuerzos normal del campo, ya que en la literatura se menciona como un valor crítico aquel diferencial menor a 500 psi, un intervalo de precaución o intermedio entre 500 y 1000 psi, y mayores a 1000 como un diferencial de riesgo bajo¹⁴.

Tabla 15. Nivel de riesgo según el diferencial de esfuerzos.

Nivel de Riesgo	Diferencial de Esfuerzo (psi)
Alto	0 – 500
Intermedio	500 – 1000
Bajo	>1000

Para ambos litotipos la tendencia es parecida, una agrupación de datos hacia el intervalo aproximado de 600 y 700 psi, por lo tanto, es válido darle un nivel de riesgo intermedio en general a cada litotipo.

Figura 29. Diferencial de esfuerzos horizontales en el litotipo 3.

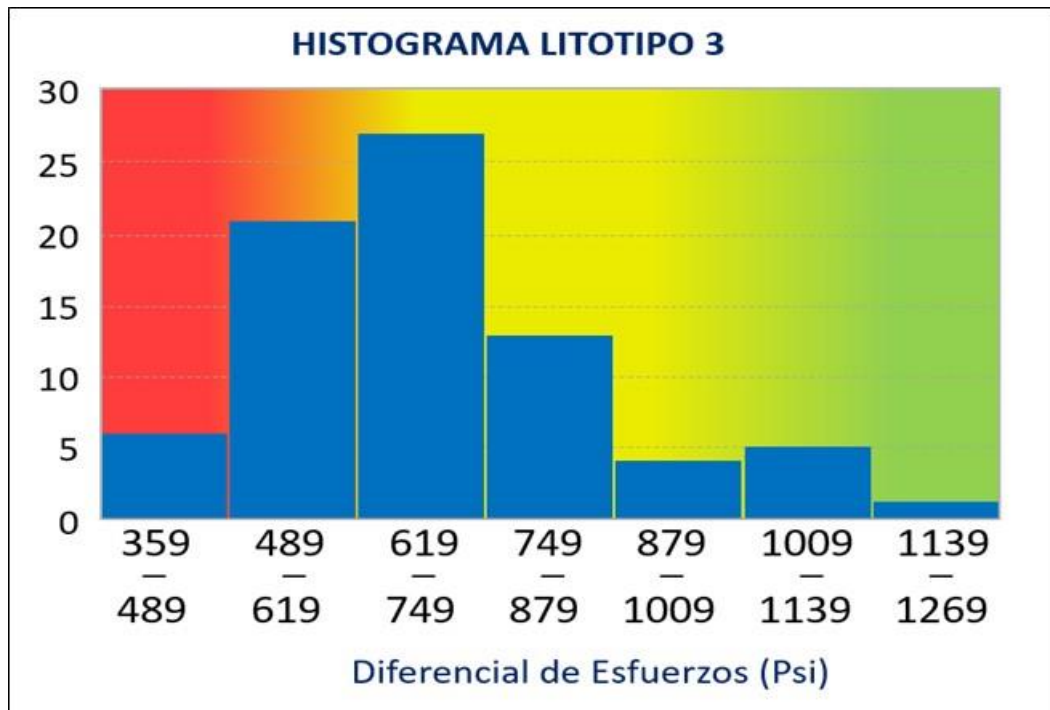
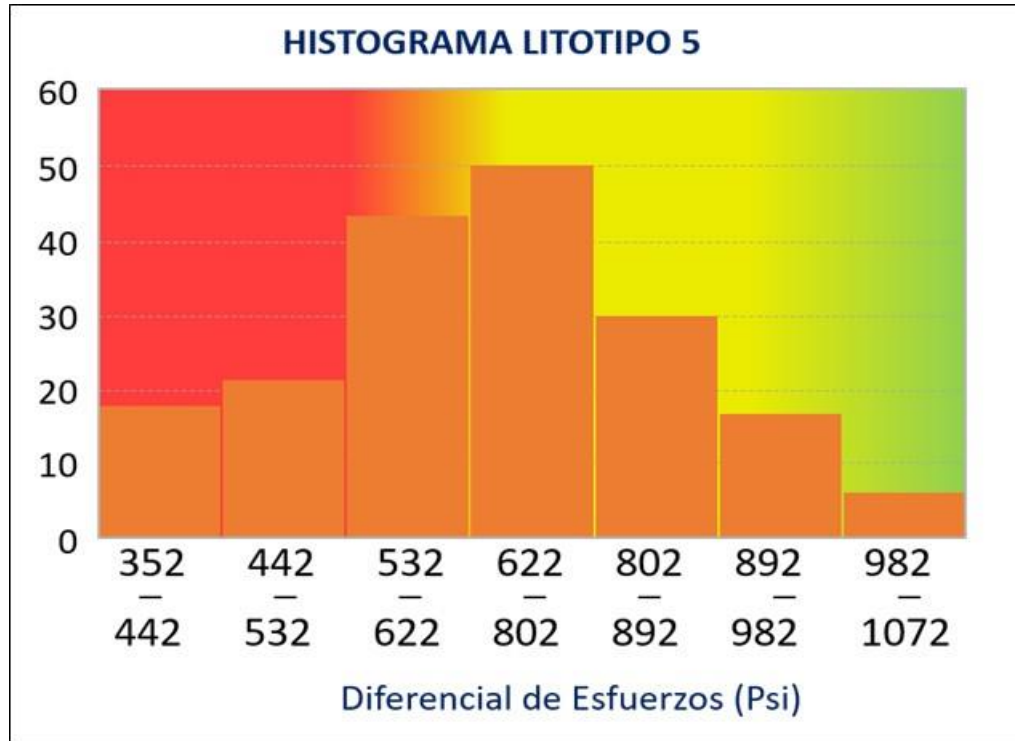


Figura 30. Diferencial de esfuerzos horizontales en el litotipo 5.



El bajo diferencial de esfuerzos evita que se forme un plano preferencial en la propagación de la fractura generando múltiples y desorientadas fracturas secundarias, algunas de ellas ortogonales al esfuerzo horizontal máximo dando como resultados tortuosidad en el nearwellbore y aumentando las pérdidas de presión por fricción.

5.2.3 Alto gradiente de fractura. Para la mitigación del riesgo es importante identificar cómo se comporta tanto el diferencial de esfuerzos horizontales (régimen de esfuerzos normal), como el gradiente de poro, en la formación objetivo como en las formaciones adyacentes, ya que según el modelo geomecánico se verificó que los altos gradientes de fractura están fuertemente ligados a estos parámetros, se puede ver en la Figura 28 como en el litotipo 3 se encuentra entre formaciones productoras (litotipos 1 y 2) y el gradiente de fractura varía poco con respecto a la

variación que presenta el litotipo 5 en la Figura 30, que se encuentra entre formaciones tipo “sello” como lo son el litotipo 6 y 7, sin embargo el nivel de riesgo para ambos litotipos estará siempre definido por la identificación de que litotipos se encuentran tanto por encima como debajo de ellos.

Tabla 16. Nivel de riesgo según el gradiente de fractura.

Nivel de Riesgo	Gradiente de Fractura (psi/ft)
Alto	>1.0
Intermedio	0.75 – 0.99
Bajo	<0.75

Figura 31. Presión de poro y gradiente de fractura pozo uis-1.

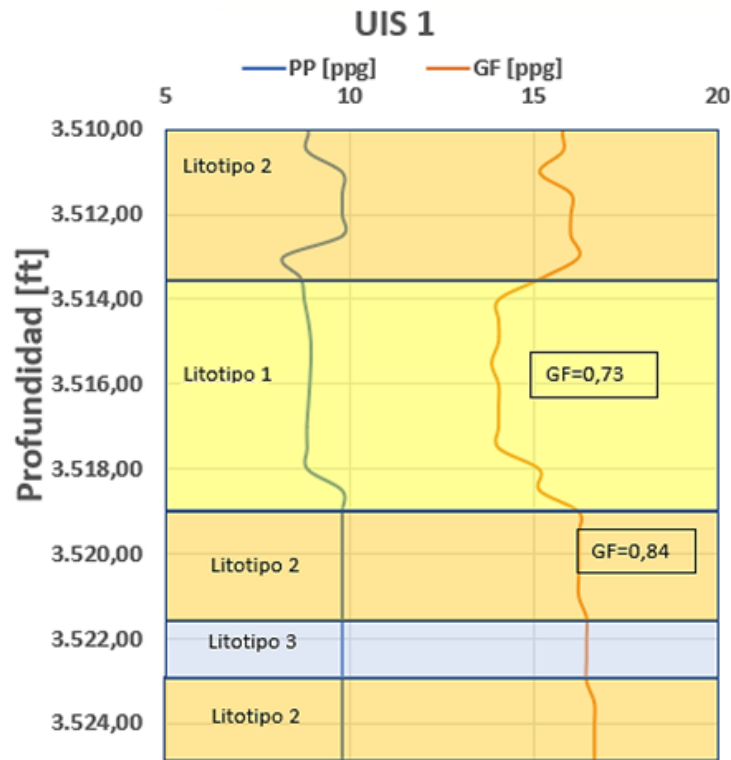
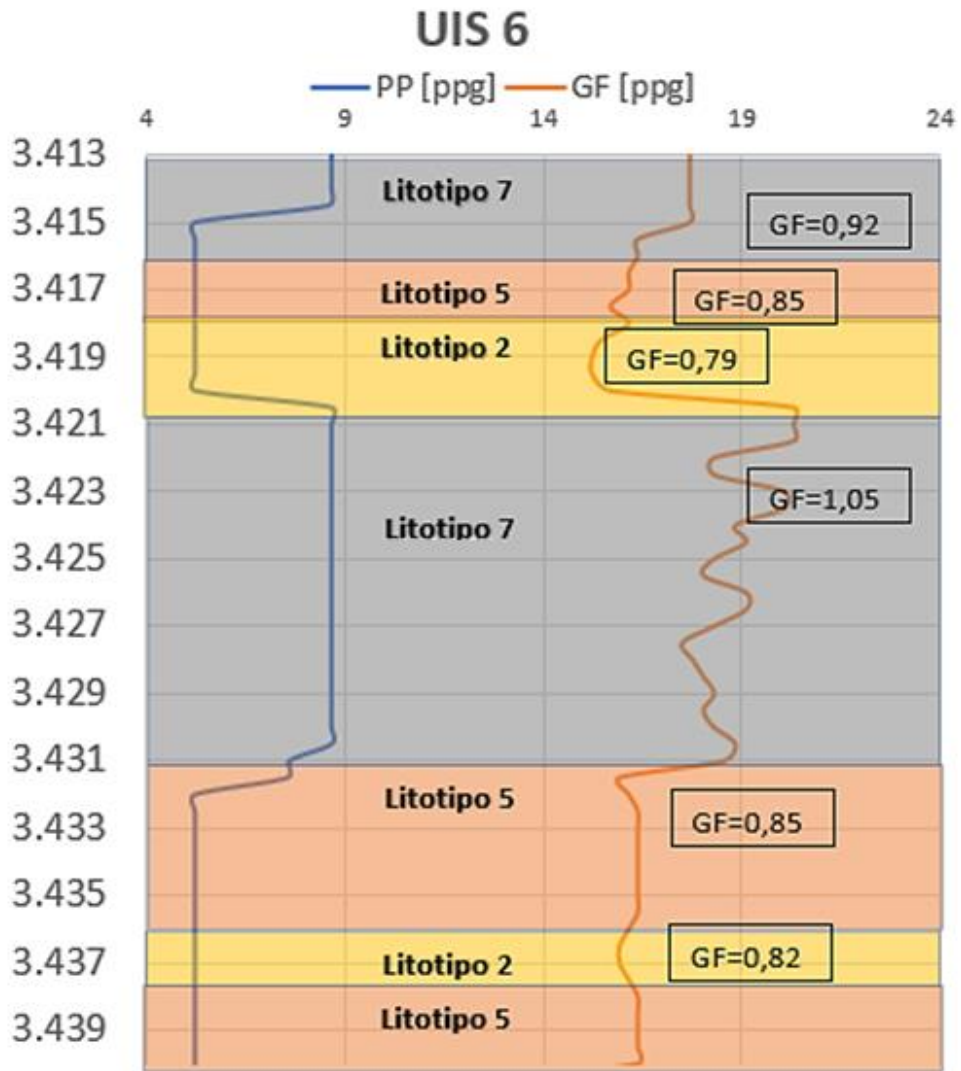


Figura 32. Presión de poro y gradiente de fractura pozo uis-6.



5.2.4 Propagación vertical no deseada. En la propagación vertical de la fractura se pueden presentar dos eventos, el primero de ellos es contactar formaciones adyacentes si estas son potencialmente productoras, y el segundo si no se quiere la propagación vertical de la fractura para evitar pérdidas de energía y alcanzar la geometría deseada.

La Figura 33 muestra que no hay una clara diferencia entre los esfuerzos y la relación de Poisson adyacentes al litotipo de interés, lo cual indica que no existe una barrera natural para la propagación de la fractura, sin embargo, puede ser considerado el litotipo 2 adyacente al 5, el cual puede tener un potencial aporte de hidrocarburo.

Figura 33. Formaciones adyacentes al litotipo 3 y 5 en el Pozo UIS-4.

TVD		TR		LITOTIPO 5 – POZO UIS 4					TVD		TR		LITOTIPO 3 – POZO UIS 4				
		TVD [ft]	TR	Poisson	Pp [ppg]	Shmax [ppg]	Shmin [ppg]	Sv [ppg]			TVD [ft]	TR	Poisson	Pp [ppg]	Shmax [ppg]	Shmin [ppg]	Sv [ppg]
4264	1								4286	2							
	2	4262	1	0.37	5.31	18.04	13.49	19.45			4286	2	0.32	5.31	15.47	11.91	19.45
4266	4								4288	2							
	2	4264	2	0.37	5.31	18.23	13.61	19.45			4288	2	0.33	5.31	16.1	12.3	19.45
4268									4290	5							
		4266	4	0.37	5.31	18.16	13.57	19.45			4290	5	0.33	5.31	16.12	12.31	19.45
4270	5								4292	4							
		4268	2	0.37	5.31	18.22	13.61	19.45			4292	3	0.32	5.31	15.5	11.93	19.45
4272		4270	5	0.37	5.31	18.18	13.58	19.45	4294								
											4294	6	0.33	5.31	15.45	11.89	19.45
4274	4	4272	4	0.38	5.31	18.78	13.95	19.45	4296	6							
											4296	6	0.33	5.31	15.39	11.86	19.45

5.3 RECOMENDACIONES.

De los riesgos identificados en la literatura, se seleccionan los que de acuerdo al modelo aplican al litotipo en estudio, y clasificados y valorados, se procede al tercer paso que es la representación de la matriz. Para ello, se definirán el nivel de riesgo para cada litotipo y generar recomendaciones a partir del modelo geomecánico, que estén enfocadas en mitigar los riesgos identificados. Estas recomendaciones son realizadas bajo una perspectiva geomecánica, y en las recomendaciones generales al final del proyecto, se mencionan áreas de investigación para tener un análisis integral del proceso de fracturamiento hidráulico.

Tabla 17. Matriz de riesgo y recomendaciones

RIESGOS	CAUSA	LITOTIPO	NIVEL DE RIESGO	RECOMENDACIONES PARA MITIGACION
BAJA FRAGILIDAD	Alto contenido de arcillas, bajo Módulo de Young	3	Intermedio	Se recomienda valores menores a 30% en contenido total de arcillas, entre lo que se encuentra el litotipo 3 y algunos intervalos del litotipo 5. Seleccionar intervalos con Módulo de Young >2Mpsi y relación de Poisson entre 0.25 – 0.35
		5	Alto	
ALTAS PÉRDIDAS EN NEAR WELLBORE	Bajo diferencial de esfuerzos horizontales, orientación y calidad de cañoneo	3	Intermedio	Cañones de alta densidad y penetración en la dirección del esfuerzo horizontal máximo.
		5	Intermedio	
ALTO GRADIENTE FRACTURA	Bajo diferencial de esfuerzos horizontales	3	Bajo	Optimización de la fractura seleccionando los intervalos del litotipo 3 y 5 que presentan un diferencial de esfuerzos mayor a 500 psi. Identificar zonas de sobrepresión que puedan afectar la presión de poro original de los litotipos de interés.
		5	Intermedio	
PROPAGACION VERTICAL NO DESEADA	Bajo diferencial de relación de Poisson y esfuerzos entre formaciones adyacentes	3	Alto	Análisis petrofísico de las formaciones adyacentes con el propósito de evitar formaciones con alto contenido de agua.
		5	Alto	

6. CONCLUSIONES

- El estado del arte permitió identificar que en las operaciones de fracturamiento hidráulico en arenas apretadas tanto en el VMM como a nivel global, se presentan problemas de alto gradiente de fractura, arenamiento prematuro, deficiente ancho de fractura, dificultad en la inyección y colocación del propante, los cuales pueden ser evaluados y definir estrategias de mitigación a través de un estudio geomecánico.
- El modelo geomecánico elaborado, permitió diferenciar los litotipos 3 y 5 según sus propiedades de resistencia, elásticas, presión de poro y esfuerzos para determinar cuál es el mejor candidato a fracturar y que consideraciones técnicas se deben tener en cuenta.
- Se realizó un ensayo de laboratorio, en el cual se preparó la muestra desde el proceso de corte, pulido y medición para cumplir con las especificaciones de la norma, para posteriormente realizar el montaje experimental en el equipo MTS 815.
- A través del modelo geomecánico se logró identificar que el alto contenido de arcilla en los litotipos de interés, afecta directamente la fragilidad de la roca, lo cual es un parámetro importante para seleccionar el intervalo a fracturar. Siendo el litotipo 3 el que menor porcentaje de riesgo presenta.
- El litotipo 3, presenta un mayor diferencial de esfuerzos, por lo cual va a ser más fácil iniciar y propagar la fractura en comparación con el litotipo 5.

- Las formaciones adyacentes al litotipo 3 y 5 no presentan una clara diferencia en la relación de Poisson y esfuerzos, lo cual indica que no existe una barrera natural para la propagación vertical de la fractura.

7. RECOMENDACIONES

- Estudio de la interacción roca-fluido para evitar daños a la formación que afecte la productividad del pozo a causa de desequilibrios químicos que se presentan debido a la mineralogía de las arenas que tienen un alto porcentaje de arcilla (Esmectita, illita, Caolinita).
- Impacto de factores sociales, ambientales y económicos en una operación de estimulación hidráulica que puedan definir la ejecución del proyecto.
- Integrar un análisis petrofísico de la formación para determinar el potencial productivo de los intervalos de interés en este proyecto, lo cual haría un estudio integral para asegurar la mayor probabilidad de éxito no solo en la operación de fracturamiento, sino también desarrollo de las arenas.
- Revisión de nuevas técnicas de fracturamiento hidráulico y tecnologías en fluidos de fracturamiento y propantes, que aporten a la mitigación y remediación de los riesgos identificados.
- Para la reducción de diámetro de los núcleos, de 1.5 pulgadas a 1.0 pulgada, se hace necesario un método diferente a la broca de corte con agua, ya que la probabilidad de fractura y pérdida del núcleo es alta.

BIBLIOGRAFÍA

AL-MOMIN, A., ALSAIHATI, A., ALHAMED, K., & RABINES, J. Fracturing a Tight Sand Formation with High Frac Gradient Onshore Saudi: Challenges and Solutions. Society of Petroleum Engineers. 2015.

ASTM D3967-16, Standard Test Method for Splitting Tensile Strength of Intact Rock Core Specimens, ASTM International, West Conshohocken, PA, 2016, www.astm.org.

BARREE, R. D., & MISKIMINS, J. L. Calculation and Implications of Breakdown Pressures in Directional Wellbore Stimulation. Society of Petroleum Engineers. February 3, 2015.

CASTRO, R; & GORDILLO, G. Historia y criterios empiricos en la Aplicación de Inyección de Agua en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. Tesis Universidad de las Américas. 2005.

CUBA, Patricia; MISKIMINS, Jenifer; ANDERSON, Donna; CARR, Mary. Impacts of Diverse Fluvial Depositional Enviroments on Hydraulic Fracture Growth in Tight Gas Reservoirs. Colorado School of Mines. SPE Production & Operation. Febrero, 2013.

DENNEY, D. Optimizing Fracture Stimulations in Low-Permeability Oil Reservoirs in the Ordos Basin. Society of Petroleum Engineers. March 1, 2013.

ECOPETROL S.A. Informe final, Amarre Roca Registro y Modelamiento Petrofísico. Piedecuesta-Santander. INSTITUTO COLOMBIANO DEL PETRÓLEO, 2018.

ESCAMILLA, R. Modelamiento de registros sínicos y densidad para la elaboración de modelos geomecánicos del área del piedemonte. Universidad Industrial de Santander. Tesis de grado. 2007.

FENG, C., DENG, X., YIN, W., WANG, Z., & MAO, Z. Brittleness Index Prediction via Well Logs and Reservoir Classification Based on Brittleness. Society of Petroleum Engineers. October 19, 2018.

FINK, Johannes, K. Productos químicos del campo petrolífero: tipos de fluidos de fractura hidráulica. Elsevier, 2013. Recuperado de <https://app.knovel.com/hotlink/pdf/id:kt003TA8VD/oil-field-chemicals/types-hydraulic-fracturing>.

FISHER, M. K., & WARPINSKI, N. R. Hydraulic Fracture-Height Growth: Real Data. Society of Petroleum Engineers. January 1, 2011.

GREEN, D., SEANARD, K., & Martin, A. N. Hydraulic Fracturing of Miocene and Oligocene Sandstones in the Taranaki Basin, New Zealand. Society of Petroleum Engineers. 2006.

GUO, J., & LIU, Y. Modeling of Proppant Embedment: Elastic Deformation and Creep Deformation. Society of Petroleum Engineers. January 1, 2012.

ICONTEC, Instituto Colombiano de Normas Técnicas y Certificación. GUÍA PARA LA IDENTIFICACIÓN DE LOS PELIGROS, GTC-45.

MANUFAR, I. Predicción de geometrías de fractura hidráulica en pozos del campo Agua Fría, mediante el modelo Perkins-Kern-Nordgren. Universidad Nacional Autónoma de México. Tesis, 2017.

MEZA CONSTANTINO, Karen E. Parámetros petrofísicos compuestos en la caracterización de yacimientos. México, 2013. 198p. Tesis para obtener el título de Ingeniera Petrolera. Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería.

MOJICA, J. & FRANCO, R. Estructura y Evolución Tectónica del Valle Medio y Superior del Magdalena. Geol. Colombiana 17, pp.41-64, 14 figs., 2 Tablas. Bogotá, 1990.

MTS Systems Corporation. MTS Model 815 and 816 Rock Mechanics Test Systems. 2014, www.mts.com.

NEJATI, H; Moosavi, A. A new brittleness index for estimation of rock fracture toughness. Journal of Mining & Environment, 2017.

PEARSON, C.M., BOND, A.J., ECK, M.G., and SCHMIDT, J.H.: "Results of Stress-Oriented and Aligned Perforating in Fracturing Deviated Wells," JPT, Jan. 1992, pp. 10-18.

RICKMAN, R; MULLEN, M; PETRE, E; GRIESER, B; KUNDERT, D. A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization: all shale plays are not clones of the Barnett Shale. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 2008.

RUBIO ROMERO, J. Métodos de evaluación de riesgos laborales. España, 2004.
SCHAMEL, S. Middle and Upper Magdalena Basins, Colombia, in Biddie, K.T., ED., Active Margin Basins: American Association of Petroleum Geologist Memoir 52. 1991.

SPEARING, Mike; ALLEN, Tim; MCAULAY, Gavin. Review of the Winland R35 method for net pay definition and its application in low permeability sands. En International Symposium of the Society of Core Analysts, Edinburgh, Scotland. 2001. p. 17-19.

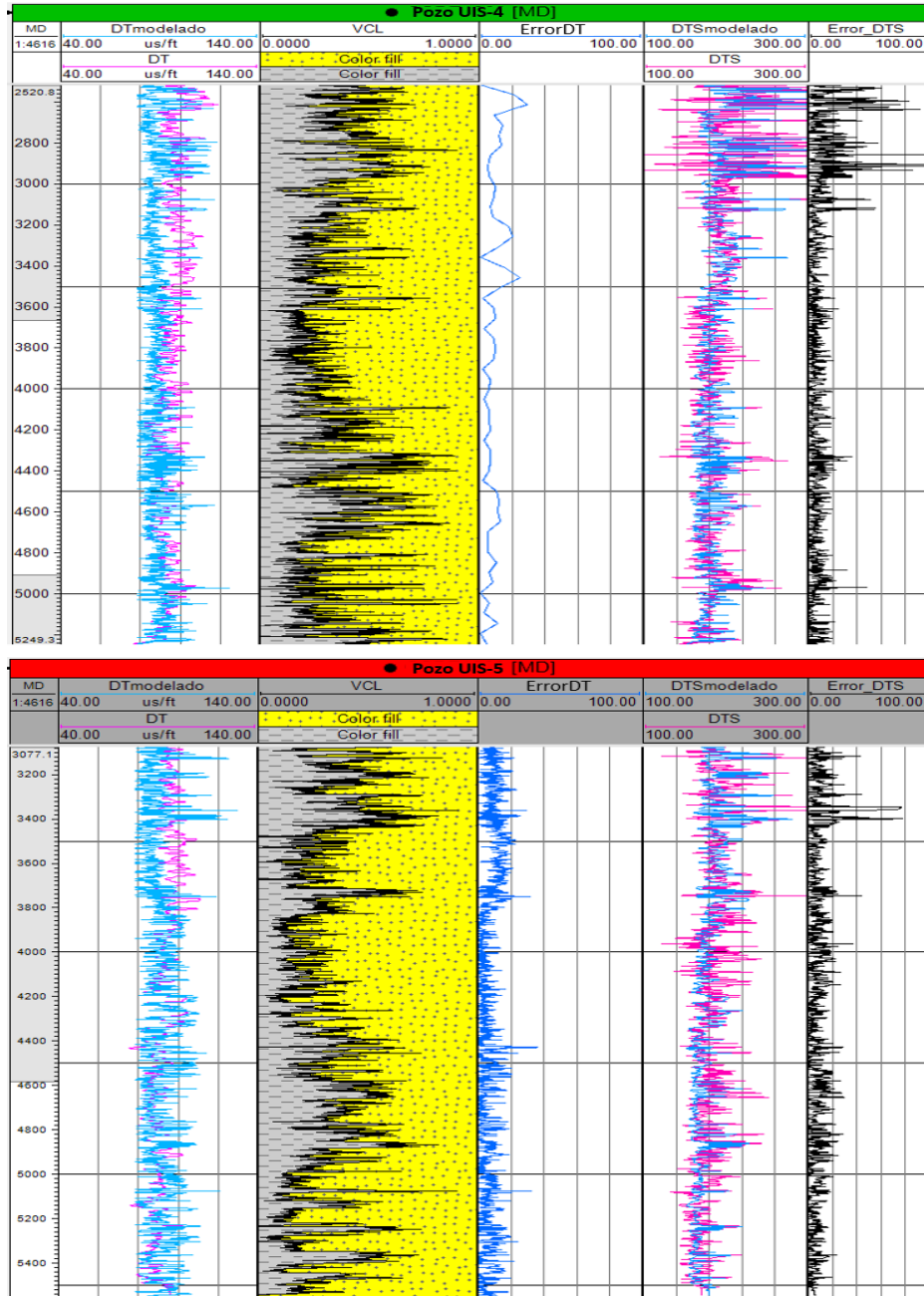
TARBUCK, Edward J; LUTGENS, Frederick K; TASA, D. Ciencias de la tierra. 8va ed. Madrid: Pearson Educación S.A., 2005. 215p.

VENDITTO, J.J., MCMECHAN, D.E., SIMPSON, G., HYDE, P.V., FRIEND, L.L., and SCHINDLER, R.E.: "Study Determine Better Well Completion Practices," Oil and Gas Journal, Jan 25, 1993.

VOLK, L. J., RAIBLE, C. J., CAROLL, H. B., & SPEARS, J. S. Embedment of High Strength Proppant into Low-Permeability Reservoir Rock. Society of Petroleum Engineers. January, 1981

ANEXOS

ANEXO A. Registros DT y DTS original y modelado para el pozo UIS-4 y UIS-5

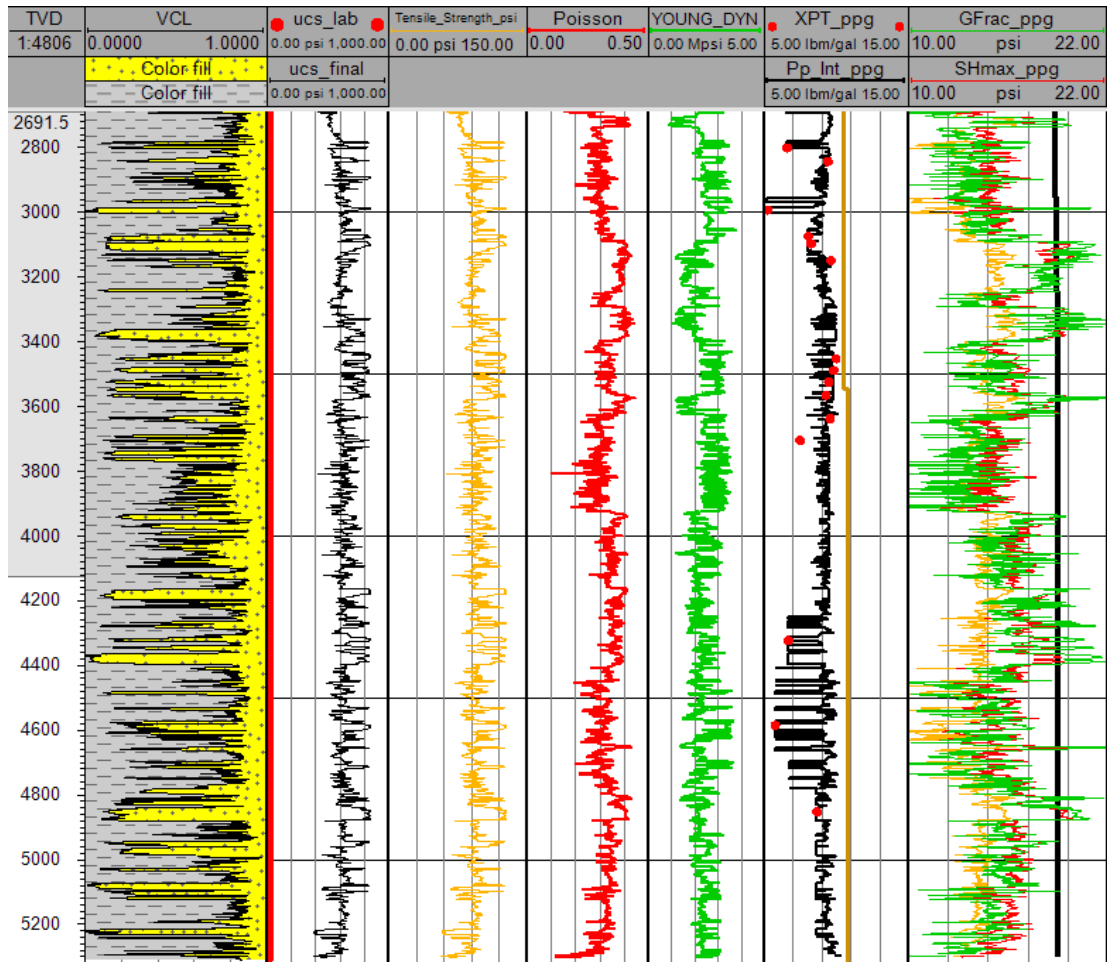


ANEXO B. Resultados de laboratorio

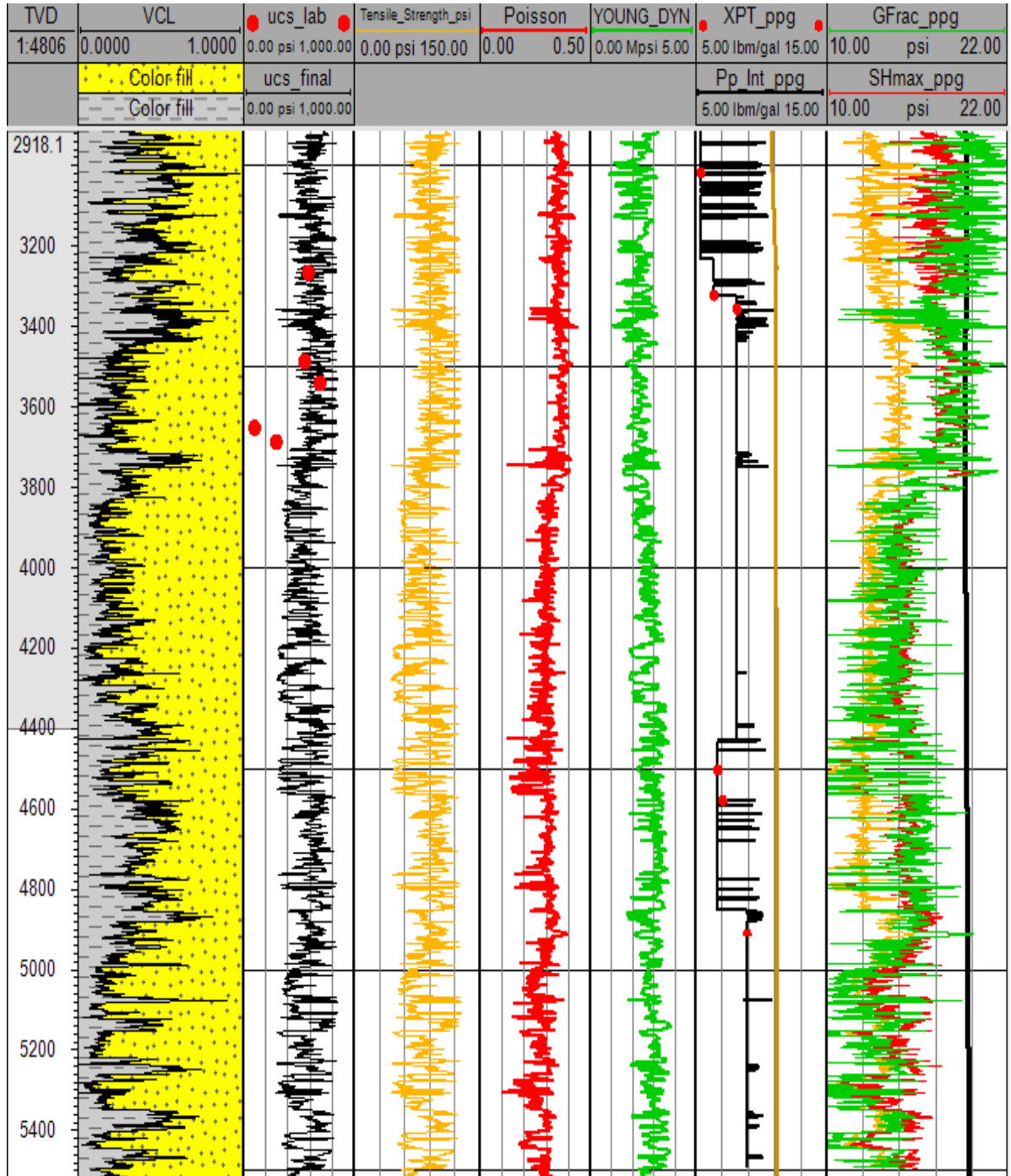
Pozo	Profundidad	UCS [psi]	Relación de Poisson
Pozo UIS-4	3257.3	2760	0.19
	3267.5	585	-
	3487.2	550	-
	3541.7	690	-
	3652.25	98	-
	3687.4	295	-
Pozo UIS-5	3572.1	725	0.35
	4260.4	310	-
	4303.4	555	-
	4458.9	1020	-
	5010.7	715	-
	5010.7	724	-
	5373.2	845	-

Fuente 1. TERRATEK. Geomechanics Caracterización of Selected core material.

ANEXO C. Propiedades y esfuerzos pozo uis-1



ANEXO D. Propiedades y esfuerzos pozo uis-5



ANEXO E. Registro fotográfico de la muestra del Pozo UIS-4



ANEXO F. Tabla de medidas de la muestra para ensayo Brazilian Test

Sample ID	200327619	Disco	Cilindricidad				
LONGITUD FINAL	DIAMETRO FINAL	MASA	PLANITUD	PLANITUD FINAL	INICIO	FIN	CILINDRICIDAD FINAL
mm	mm	g		mm			mm
14.74	25.46	17.95	-0.025	0.025	0.05	-0.09	0.14
14.76	25.37	17.95	0.025	0.025	0.1	0.02	0.08
14.76	25.32	17.95	0.025	0.025	0.05	-0.08	0.13
14.75	25.38	17.95	0.02	0.02	0.06	0.03	0.03
14.78	25.44	17.95	0.025	0.025	-0.055	-0.1	0.045
14.77	25.45	17.95	0.025	0.025	0.015	-0.2	0.215
14.77	25.5	17.95	0.015	0.015	0.18	-0.05	0.23
14.79	25.52	17.96	-0.01	0.01	0.065	0.03	0.035
14.765	25.43	18		0.025			0.23
				SI			
L/D	0.58061345		FLUIDO SATURANTE		AIRE		
Densidad	2.39374918		OBSERVACIONES		NINGUNA		

ANEXO G. Equipo MTS 815 (Rock Mechanics Test System)

