

**EVALUACIÓN DE PARÁMETROS GEOMECÁNICOS Y PETROFÍSICOS QUE  
INCIDEN EN EL FRACTURAMIENTO DE UN YACIMIENTO DE SHALE GAS  
BAJO DIFERENTES TRENES DE COMPACTACIÓN**

**DANA CAMILA ÁNGEL GÓMEZ**

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

**2020**

**EVALUACIÓN DE PARÁMETROS GEOMECÁNICOS Y PETROFÍSICOS QUE  
INCIDEN EN EL FRACTURAMIENTO DE UN YACIMIENTO DE SHALE GAS  
BAJO DIFERENTES TRENES DE COMPACTACIÓN**

**DANA CAMILA ÁNGEL GÓMEZ**

Trabajo de grado para optar por el título de  
Ingeniero de Petróleos

**Director**

**Ph.D Maika Karen Gambús Ordaz**

**Co-director**

**MSc. Diego Armando Vargas Silva**

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

**2020**

## DEDICATORIA

*A mi madre, Alexandra Gómez y a mi padre, Carlos Ángel porque por ellos y para ellos son todos mis esfuerzos. Sus oraciones, su sacrificio y su amor incondicional han sido el motor para mi realización personal y profesional.*

*A mis familiares, especialmente a mis tías, por siempre considerarme su hija, por apoyarme, ayudarme, motivarme y aconsejarme en todos los momentos de mi vida.*

*A quienes me acompañan desde el cielo, sé que desde allá me miran con ojos de orgullo por alcanzar este logro.*

*A todos mis amigos y todas aquellas personas que hicieron de mi camino en la universidad una experiencia maravillosa e inolvidable, están en mi corazón.*

## **AGRADECIMIENTOS**

A Dios por el maravilloso regalo de la vida y salud, por la sabiduría y fortaleza que me ha brindado a lo largo de mi vida.

A mis padres por sus oraciones, por su apoyo incondicional, por ser mi soporte y guía en todos los momentos de mi vida y porque gracias a ellos he logrado formarme como persona y como profesional.

A la Universidad Industrial de Santander por los conocimientos, herramientas y espacios brindados en mi crecimiento estudiantil.

Al Grupo de Investigación de Estabilidad de Pozo por acogerme y permitirme realizar investigación.

A mi co-director, MSc. Diego Vargas Silva por sus consejos, aportes, conocimientos, paciencia, entrega y su siempre buena disposición para guiar el desarrollo de este trabajo.

A mi directora, Ph.D Maika Gambús Ordaz por sus asesorías, compromiso, calidad humana y responsabilidad para el desarrollo y culminación exitosa del presente trabajo de investigación.

A mis amigos, por los intercambios de conocimiento, por los momentos de estudio y por tantas alegrías y sonrisas juntos.

## CONTENIDO

	<b>Pág.</b>
INTRODUCCIÓN .....	15
1. OBJETIVOS.....	16
1.1 OBJETIVO GENERAL .....	16
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	16
2. PETROFÍSICA Y GEOQUÍMICA DE LOS YACIMIENTOS DE SHALE GAS.....	17
2.1 SHALE .....	17
2.2 SHALE GAS.....	17
2.2.1 Geología de los yacimientos de shale gas.....	17
2.3 MINERALOGÍA .....	18
2.4 PERMEABILIDAD.....	19
2.5 POROSIDAD .....	20
2.5.1 Naturaleza del almacenamiento del gas .....	21
2.5.2 Tipos de porosidad en yacimientos de shale gas .....	21
2.5.3 Cuantificación de la porosidad .....	22
2.6 CONTENIDO DE MATERIA ORGÁNICA (TOC).....	23
2.6.1 Estimación del contenido orgánico total.....	24
2.7 REFLECTANCIA DE LA VITRINITA .....	26
3. GEOMECÁNICA DE LOS YACIMIENTOS DE SHALE GAS .....	28
3.1 MÓDULO DE YOUNG .....	28
3.1.1 Módulo de Young dinámico.....	28
3.1.2 Módulo de Young estático.....	29
3.2 RELACIÓN DE POISSON .....	30

3.3 PARÁMETROS DE RESISTENCIA A FALLA.....	30
3.3.1 Resistencia a la compresión no confinada.....	30
3.3.2 Resistencia a la tensión .....	31
3.3.3 Ángulo de fricción interna.....	31
3.4 PRESIÓN DE PORO EN YACIMIENTOS TIPO SHALE.....	33
3.5.1 Estimación de los esfuerzos insitu .....	35
3.6 ÍNDICE DE FRAGILIDAD DE LOS YACIMIENTOS DE SHALE GAS .....	36
3.6.1 Fragilidad desde la perspectiva geomecánica .....	37
3.6.2 Fragilidad desde la perspectiva mineralógica .....	38
3.6.3 Fragilidad desde la perspectiva petrofísica .....	38
3.6.4 Correlaciones para calcular el índice de fragilidad.....	38
3.7 RELACIÓN ENTRE FRAGILIDAD Y PROPIEDADES GEOMECÁNICAS Y PETROFÍSICAS.....	41
3.7.1 Relación entre índice de fragilidad y TOC.....	41
3.7.2 Relación entre índice de fragilidad y porosidad .....	42
3.7.3 Relación entre índice de fragilidad y presión de poro .....	44
3.7.4 Relación entre índice de fragilidad y módulo de Young .....	45
3.7.5 Relación entre índice de fragilidad y relación de Poisson.....	46
3.7.6 Relación entre índice de fragilidad, resistencia y parámetros de falla .....	47
3.8 COMPACTACIÓN DE LOS YACIMIENTOS TIPO SHALE .....	51
3.8.1 Ley de Athy formulada con esfuerzo efectivo .....	52
3.8.2 Ley de Athy formulada con profundidad .....	54
3.8.3 Propiedades de la roca bajo distintos trenes de compactación .....	57
3.8.3.2 Índice de fragilidad en función del enterramiento.....	59

4. FRACTURAS NATURALES EN YACIMIENTOS TIPO SHALE .....	62
4.1 TIPOS DE FALLA .....	62
4.1.1 Fallas por tensión.....	63
4.1.2 Fallas de corte .....	64
4.2 CRITERIOS DE FALLA .....	65
4.2.1 Criterio de falla Mohr- Coulomb .....	65
4.2.2 Criterio de falla Drucker-Prager .....	68
4.3 TIPOS DE FRACTURAS Y FALLAS EN YACIMIENTOS DE SHALE GAS .....	70
4.3.1 Fracturas de apertura .....	70
4.3.2 Fallas a pequeña escala .....	71
4.3.3 Fallas a escala de plataforma .....	71
4.3.4 Fracturas de estratificación .....	72
4.4 CONDICIONES PARA LA FORMACIÓN DE FRACTURAS NATURALES.....	72
4.4.1 Factores estructurales .....	72
4.4.2 Factores no estructurales.....	72
4.5 PROPAGACIÓN DE FRACTURAS NATURALES .....	75
5. SIMULACIÓN NUMÉRICA.....	77
5.1 MODELO CONCEPTUAL PARA EL FLUJO DE FLUIDOS .....	77
5.1.1 Construcción del modelo.....	77
5.1.2 Generalidades del yacimiento.....	78
5.1.3 Componentes del gas .....	78
5.1.4 Asignación de datos de adsorción del gas.....	78
5.1.5 Tablas de permeabilidades relativas.....	80
5.1.6 Información del pozo inyector: .....	82

5.2 MODELO GEOMECÁNICO CONCEPTUAL.....	85
5.2.1 Malla geomecánica .....	85
5.2.2 Tipo de roca geomecánica.....	86
5.2.3 Esfuerzos efectivos .....	87
5.3 ESFUERZOS EFECTIVOS PARA LOS DIFERENTES POZOS .....	88
5.3.1 Pozo vertical .....	88
5.3.2 Pozo horizontal .....	89
5.3.3 Pozo inclinado.....	90
5.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD .....	91
5.4.1 Análisis de sensibilidad de la presión de confinamiento .....	91
5.4.3 Análisis de sensibilidad de la porosidad del yacimiento.....	95
5.4.4 Análisis de sensibilidad de la permeabilidad del yacimiento .....	96
5.4.5 Análisis de sensibilidad del módulo de Young y la relación de Poisson. ....	98
<b>6. CONCLUSIONES .....</b>	<b>101</b>
<b>7. RECOMENDACIONES.....</b>	<b>102</b>
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>103</b>

## LISTA DE FIGURAS

	<b>Pág.</b>
Figura 1. Valores típicos de permeabilidad en yacimientos convencionales y no convencionales .....	20
Figura 2. Porosidad en yacimientos de shale gas.....	21
Figura 3. Prueba uniaxial .....	29
Figura 4. Clasificación de la roca en frágil y dúctil .....	37
Figura 5. Clasificación de la roca en frágil, menos frágil, menos dúctil y dúctil.....	40
Figura 6. Relación entre índice de fragilidad y TOC .....	41
Figura 7. Relación lineal entre índice de fragilidad y TOC .....	42
Figura 8. Relación entre índice de fragilidad y porosidad .....	43
Figura 9. Relación lineal entre índice de fragilidad y porosidad.....	44
Figura 10. Relación entre índice de fragilidad y presión de poro .....	45
Figura 11. Relación entre índice de fragilidad y módulo de Young .....	46
Figura 12. Relación entre índice de fragilidad y relación de Poisson.....	47
Figura 13. Relación entre índice de fragilidad y resistencia a la compresión no confinada (USC) .....	49
Figura 14. Relación entre índice de fragilidad y ángulo de fricción interna .....	50
Figura 15. Ley de Athy formulada con esfuerzo efectivo .....	53
Figura 16. Compactación de un yacimiento tipo shale según la ley de Athy formulada para esfuerzo efectivo.....	54
Figura 17. Ley de Athy formulada con profundidad .....	55
Figura 18. Compactación de un yacimiento tipo shale según la ley de Athy formulada para profundidad.....	56
Figura 19. Tendencias de Vp en función de la profundidad de enterramiento.....	58
Figura 20. Índice de fragilidad en función de los trenes de compactación.....	60
Figura 21. Presión de poro en función del enterramiento .....	61
Figura 22. Falla por tensión .....	63
Figura 23. Falla de corte .....	64

Figura 24. Criterio de falla Mohr-Coulomb .....	66
Figura 25. Círculo de Mohr a presión de poro normal.....	67
Figura 26. Efecto de la sobrepresión en el círculo de Mohr .....	67
Figura 27. Criterios de falla .....	69
Figura 28. Círculo de Mohr zona frágil.....	74
Figura 29. Circulo de Mohr para zona fracturada.....	75
Figura 30. Ubicación del pozo vertical .....	83
Figura 31. Ubicación del pozo horizontal .....	84
Figura 32. Ubicación del pozo inclinado .....	85
Figura 33. Distribución de esfuerzo efectivo horizontal mínimo (psi) antes del proceso de inyección .....	88
Figura 34. Distribución de esfuerzo horizontal mínimo efectivo (psi) en un pozo vertical luego de 10 años de inyección .....	89
Figura 35. Distribución de esfuerzo horizontal mínimo efectivo (psi) en un pozo horizontal luego de 10 años de inyección .....	90
Figura 36. Distribución de esfuerzo horizontal mínimo (psi) en un pozo inclinado luego de 10 años de inyección.....	91
Figura 37. Variación del esfuerzo efectivo mínimo para diferentes presiones de inyección.....	92
Figura 38. Variación del esfuerzo efectivo mínimo para diferentes presiones iniciales .....	94
Figura 39. Variación del esfuerzo efectivo para diferentes rangos de porosidad...95	
Figura 40. Variación de esfuerzo mínimo efectivo para diferentes valores de permeabilidad .....	97
Figura 41. Deformación de la roca bajo distintos escenarios geomecánicos.....	99

## LISTA DE TABLAS

	<b>Pág.</b>
Tabla 1. Interpretación de la riqueza orgánica de la roca madre en porcentaje peso de TOC. ....	24
Tabla 2. Parámetros típicos para cada litología según la ley de Athy formulada para esfuerzo efectivo.....	52
Tabla 3. Parámetros típicos para cada litología según la ley de Athy formulada para profundidad.....	55
Tabla 4. Características del yacimiento .....	78
Tabla 5. Propiedades geomecánicas de la roca .....	86
Tabla 6. Esfuerzos efectivos.....	87

## LISTA DE CUADROS

	<b>Pág.</b>
Cuadro 1. Valores de reflectancia de la vitrinita para la generación de hidrocarburos .....	27
Cuadro 2. Valores promedio del ángulo de fricción interna en suelos .....	32
Cuadro 3. Gradientes de presión de poro en yacimientos no convencionales .....	34
Cuadro 4. Regimenes de esfuerzo .....	35
Cuadro 5. End points para el tipo de Roca 1 .....	80
Cuadro 6. End points para el tipo de roca 2.....	81
Cuadro 7. End points para el tipo de roca 3.....	82

## RESUMEN

**TITULO:** EVALUACIÓN DE PARÁMETROS GEOMECÁNICOS Y PETROFÍSICOS QUE INCIDEN EN EL FRACTURAMIENTO DE UN YACIMIENTO DE SHALE GAS BAJO DIFERENTES TRENES DE COMPACTACIÓN\*.

**AUTOR:** DANA CAMILA ÁNGEL GÓMEZ\*\*

**PALABRAS CLAVE:** SHALE GAS, GEOMECÁNICA, PETROFÍSICA, COMPACTACIÓN, FRACTURAS NATURALES.

**DESCRIPCIÓN:** Los yacimientos de shale gas se caracterizan principalmente por tener una baja permeabilidad y por ser diferentes a los yacimientos convencionales en términos geológicos como: propiedades petrofísicas, geomecánicas y geoquímicas, por lo cual, cobra gran importancia la mineralogía. El éxito de la producción de este tipo de yacimientos depende de dos aspectos principales, su potencial de generación de hidrocarburos y la facilidad de extracción. Por lo tanto, caracterizar y determinar las zonas de fracturas naturales que posteriormente serán conectadas mediante la broca y fracturamiento hidráulico es fundamental antes de orientar y definir la trayectoria del pozo.

En esta investigación se realizará la caracterización de las propiedades del yacimiento en términos de su geomecánica y petrofísica, específicamente la fragilidad de la roca y las condiciones de esfuerzos insitu, debido a que son el principal factor determinante para la selección de yacimientos de shale gas con potencial de ser explotados. La fragilidad se determina a partir propiedades geomecánicas y mineralógicas, en consecuencia, indicando valores de fragilidad más altos a rocas ricas en cuarzo y valores más bajos a rocas ricas en arcilla y materia orgánica. Por lo tanto, estas definiciones resultan útiles para determinar el tipo de roca, pero no necesariamente son un indicador de fallamiento frágil o dúctil. Este índice de fragilidad involucra las siguientes propiedades: parámetros elásticos y de resistencia, estado de esfuerzos insitu, presión de poro, contenido de materia orgánica total y porosidad, las cuales evidencian cambios de acuerdo con los diferentes trenes de compactación que haya sufrido la roca. Finalmente se analizará la evolución de la porosidad y los trenes de compactación en función del tiempo para de esta forma determinar la fragilidad de la roca en cada etapa de enterramiento. Concluyendo que rocas propensas a fracturarse presentan sobrepresión, un módulo de Young alto y una relación de Poisson baja, son ricas en cuarzo y dolomita, tienen bajos valores de porosidad y un TOC entre 1% y 3%.

---

\* Trabajo de grado

\*\* Facultad de ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de petróleo. Directora: Ph.D Maika Karen Gambús Ordaz. Codirector: MSc. Diego Armando Vargas Silva.

## ABSTRACT

**TITLE:** EVALUATION OF GEOMECHANICAL AND PETROPHYSICAL PARAMETERS THAT AFFECT THE FRACTURING OF A SHALE GAS RESERVOIR UNDER DIFFERENT COMPACTION TRENDS\*

**AUTHOR:** DANA CAMILA ÁNGEL GÓMEZ\*\*

**KEY WORDS:** SHALE GAS, GEOMECHANICS, PETROPHYSICS, COMPACTION, NATURAL FRACTURES

**DESCRIPTION:** Shale gas reservoirs are mainly characterized by having low permeability and by being different from conventional reservoirs in geological terms such as: petrophysical, geomechanical and geochemical properties, for which mineralogy is of great importance. The success of the production of this type of reservoir depends on two main aspects, its hydrocarbon generation potential and the ease of extraction. Therefore, characterizing and determining the natural fracture zones that will later be connected by drilling and hydraulic fracturing is essential before orienting and defining the well trajectory.

In this research, characterization of the reservoir properties in terms of its geomechanics and petrophysics will be carried out, specifically rock brittleness and conditions of in-situ stresses are the main determining factor for selection of shale gas reservoirs with potential to be exploited. Brittleness is determined from geomechanical and mineralogical properties, consequently, indicating higher brittleness values for rocks rich in quartz and lower values for rocks rich in clay and organic matter. Therefore, these definitions are useful for determining rock type, but are not necessarily an indicator of brittle or ductile faulting. This brittleness index involves the following properties: elastic and resistance parameters, insitu stress state, pore pressure, total organic matter content and porosity, which show changes according to the different compaction trends that the rock has undergone. Finally, the evolution of porosity and compaction trains as a function of time will be analyzed to determine rock brittleness at each stage of burial. Concluding that rocks prone to fracture present overpressure, a high Young's modulus and a low Poisson's ratio, are rich in quartz and dolomite, have low porosity values and a TOC between 1% and 3%.

---

\* Bachelor Thesis

\*\* Facultad de ingenierías Físicoquímicas, Escuela de Ingeniería de petróleo. Directora: Ph.D Maika Karen Gambús Ordaz. Codirector: MSc. Diego Armando Vargas Silva.

## INTRODUCCIÓN

Durante los últimos años, los yacimientos de shale gas han sido considerados como un recurso potencialmente económico gracias al desarrollo tecnológico, al aumento de los precios del gas y a la alta demanda energética, sin embargo; el estudio y caracterización de este tipo de yacimientos resulta ser complicado, debido a que son yacimientos que poseen una matriz con permeabilidad ultra baja y son notablemente diferentes a los yacimientos convencionales en términos de su geología, geomecánica y petrofísica. Por lo tanto, para generar producción de este tipo de yacimientos no solo se requiere de fracturas artificiales sino también de fracturas naturales las cuales constituyen importantes canales de flujo, no obstante, el poco estudio de este tipo de fracturas en yacimientos no convencionales hace que el éxito de su producción comercial no sea garantizado.

Por lo anterior, surge la necesidad de caracterizar las propiedades de los shale gas en términos de los atributos geomecánicos y petrofísicos que intervienen en la formación de fracturas. La finalidad de esta metodología es que, al aplicarla, la compañía pueda seleccionar correctamente los estratos candidatos a fracturarse y, por ende, crear canales de flujo hacia los pozos.

Para llevar a cabo la evaluación de propiedades que inciden en el fracturamiento de yacimientos tipo shale gas, en el presente trabajo de investigación, en los capítulos 2 y 3 se estudiarán cada una de las características petrofísicas y geomecánicas que tienen relación con el índice de fragilidad de la roca, debido a que es ésta la propiedad que indica la facilidad que tiene una roca de romperse o fracturarse en lugar de deformarse cuando actúa una fuerza externa sobre ella. Asimismo, en el capítulo 4 se analizará el comportamiento de los parámetros antes mencionados bajo los distintos trenes de compactación que presenta el yacimiento a medida que ocurre el proceso de sedimentación, para finalmente construir un modelo conceptual que permita evaluar la formación de fracturas empleando para ello el módulo de geomecánica que ofrece la herramienta CMG.

## **1. OBJETIVOS**

### **1.1 OBJETIVO GENERAL**

Evaluar las propiedades petrofísicas y los parámetros geomecánicos que inciden en el fracturamiento de un yacimiento de shale gas bajo distintos trenes de compactación.

### **1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS**

- Realizar la revisión bibliográfica de los parámetros petrofísicos y geomecánicos que influyen en la formación de fracturas naturales.
- Evaluar las relaciones entre el índice de fragilidad de una roca y sus características petrofísicas y geomecánicas.
- Estudiar en qué condiciones la roca se fractura de forma natural y la propagación de las mismas en un yacimiento de shale gas.
- Construir un modelo geomecánico conceptual, para evaluar la formación de fracturas empleando para ello el software numérico

## 2. PETROFÍSICA Y GEOQUÍMICA DE LOS YACIMIENTOS DE SHALE GAS

### 2.1 SHALE

El shale es una roca sedimentaria detrítica de grano fino, formada por la consolidación de partículas de arcilla (menos de 4  $\mu\text{m}$ ) y limo (entre 4 y 62.5  $\mu\text{m}$ ) en capas de roca de permeabilidad ultrabaja. En general, las lutitas se caracterizan por ser rocas finamente laminadas y/o fisuradas<sup>1</sup>. Esta definición ofrece la menor oportunidad para considerar a los shales como reservorio. Sin embargo, las combinaciones correctas de propiedades geológicas, geoquímicas, petrofísicas y geomecánicas darían como resultado un intervalo productivo de shale gas.

### 2.2 SHALE GAS

El shale gas hace referencia al gas natural que es producido a partir de rocas sedimentarias de grano fino, el cual es considerado un recurso “no convencional” ya que el gas convencional se encuentra en formaciones permeables dentro de las cuales puede fluir fácilmente<sup>2</sup>. El gas obtenido a partir de este tipo de yacimientos puede comercializarse en el mismo mercado del gas convencional, por tanto, el término “no convencional” se refiere a la roca a partir de la cual se produce el gas natural, puesto que ésta actúa como la roca donde el hidrocarburo fue generado (roca fuente) y como roca en la cual almacena (roca almacén).

**2.2.1 Geología de los yacimientos de shale gas.** El shale gas es un gas natural producido a partir de rocas sedimentarias de grano fino y baja permeabilidad, ricas

---

<sup>1</sup> SERRA, Oberto. Clay, silt, sand, shales: A guide for Well-log interpretation of Siliciclastic deposits. *Schlumberger publication*. 1988. p. 609.

<sup>2</sup> REZAEI, Reza. Fundamentals of shale gas reservoirs. New Jersey: Wiley. 2015.p.4. ISBN: 978-1-118-64579-6.

en materia orgánica, donde la roca generalmente funciona como la "roca fuente" y la "roca del reservorio", para usar términos asociados con yacimientos convencionales.

La geoquímica de este tipo de yacimientos no convencionales es una función del entorno de depósito y es similar a la geoquímica de una roca madre convencional. Según Gluyas y Swarbrick<sup>3</sup> el shale marino es asociado con Kerógeno tipo II, el shale lacustre con kerógeno tipo I y finalmente el shale terrestre se asocia a kerógeno tipo III.

### **2.3 MINERALOGÍA**

Los yacimientos tipo shale muestran una mineralogía compleja y altamente variable que incluye limos y arcillas cuarcíticas o calcáreas; minerales de arcilla tales como clorita, illita, esmectita y caolinita; y detritus más grandes que pueden incluir pirita y siderita. Los estudios microscópicos han sugerido que la complejidad textural y mineralógica de las lutitas no siempre es evidente<sup>4</sup>. Los minerales inorgánicos coexisten con la materia orgánica sólida en forma de kerógeno.

Un desafío importante para la evaluación petrofísica es cómo evaluar las respuestas estándar de registros eléctricos en presencia de sólidos inorgánicos y materia orgánica heterogénea, por lo anterior, que para una caracterización completa de yacimientos de shale gas se deben integrar registros eléctricos con pruebas de un laboratorio geoquímico.

La mineralogía influye en la evaluación de fracturas de un yacimiento de shale gas, debido a que los minerales frágiles (silíceos y calcáreos) son favorables para el desarrollo de fracturas extensas en toda la formación. Un contenido de mineral frágil

---

<sup>3</sup> GLUYAS, Jon y SWARBRICK, Richard. *Petroleum geoscience*. Malden: Blackwell Publishing. 2009.

<sup>4</sup> APLIN, Andrew y MACQUAKER, Joe. *Mudstone diversity: origin and implications for source, seal and reservoir properties in petroleum systems*. *American Association of Petroleum Geologist Bulletin*. 2011.

superior al 40% se considera necesario para permitir suficiente propagación de la fractura, aunque en las principales áreas productoras de Estados Unidos, el contenido de minerales frágiles es generalmente superior al 50% y el contenido de arcilla es inferior al 40%, por lo tanto, se puede inferir que el alto contenido de arcilla da como resultado la formación de fracturas más dúctiles, es decir, el shale se deformará en lugar de romperse.

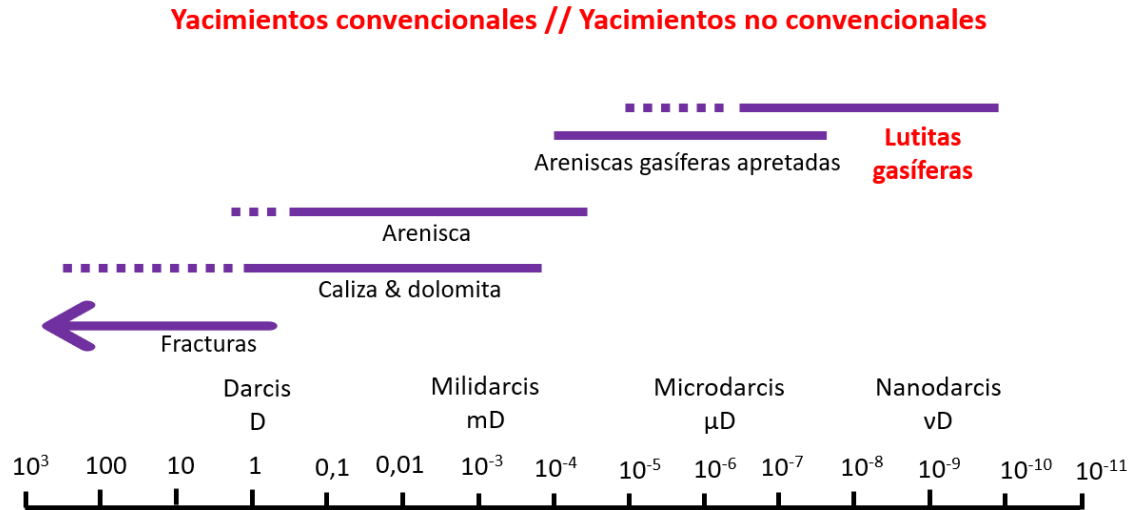
## **2.4 PERMEABILIDAD**

La permeabilidad de los yacimientos de shale gas, que es extremadamente baja, como se observa en la figura 1, se encuentra en valores desde nanodarcys a microdarcys y es una función de la mineralogía, el tipo de muestra, la porosidad, la presión de confinamiento y la presión de poro. De acuerdo con Soeder<sup>5</sup> durante la producción, los pozos de este tipo de yacimientos generalmente muestran una disminución inicial rápida (el gas fluye a través de fracturas) seguido de una disminución lenta y gradual (desorción de gas desde la pared del poro hacia la microfractura). Por lo tanto, existen dos permeabilidades efectivas para el shale gaseoso: la permeabilidad de la matriz y la permeabilidad a la fractura.

---

<sup>5</sup> SOEDER, Daniel. Porosity and permeability of Eastern Devonian gas shale. *SPE Formation Evaluation*. 1988. p. 116-124.

Figura 1. Valores típicos de permeabilidad en yacimientos convencionales y no convencionales



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos: Pozo Infantas -1613. Colombia. 2012. p.23.

## 2.5 POROSIDAD

La porosidad puede definirse de forma general como el porcentaje del volumen de la roca que puede contener fluidos, por ello es uno de los parámetros vitales en la evaluación de los yacimientos de shale gas y también se considera como una de las variables críticas que controla directamente el volumen de gas libre, la estimación de la capacidad del gas adsorbido y propiedades geomecánicas.

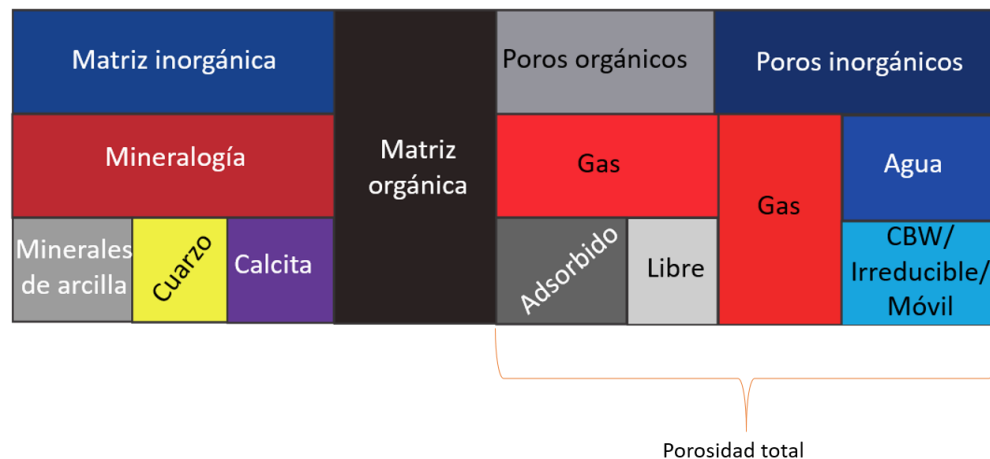
Sin embargo, los yacimientos tipo shale que contienen kerógeno generalmente contienen abundante materia orgánica<sup>6</sup> que muestra una forma similar en los datos de registro de pozo de porosidad (por ejemplo, baja densidad, alto tiempo de tránsito sonoro y alta porosidad de neutrones) que la de la porosidad de la matriz, lo que

<sup>6</sup> REZAEI, Op. cit., p. 90.

hace que la identificación de la porosidad de la matriz sea distinta y las respuestas del kerógeno extremadamente difíciles.

**2.5.1 Naturaleza del almacenamiento del gas.** El almacenamiento de gas en los yacimientos de shale gas (a diferencia de los yacimientos convencionales donde se almacena en la matriz inorgánica y fracturas) ocurre en el estado adsorbido dentro del kerógeno, en el estado liberado o libre dentro de la porosidad del kerógeno, en el estado libre dentro del espacio de poro intergranular (incluidas las microfrazuras), donde también se almacena el volumen de agua ligada a la arcilla, CBW, y en las fracturas de macroescala natural como se observa en la figura 2.

Figura 2. Porosidad en yacimientos de shale gas.



Fuente: INTERNATIONAL PETROLEUM TECHNOLOGY CONFERENCE. The petrophysics of Shale Gas Reservoirs: Technical Challenges and Pragmatic Solutions: Bangkok, 2011, p. 15.

**2.5.2 Tipos de porosidad en yacimientos de shale gas.** Hay tres componentes de la porosidad total. Primero, está la porosidad dentro de las fracturas naturales, que proporcionan conductos de flujo a un pozo. En segundo lugar, existe una porosidad intergranular, que contiene agua unida electroquímicamente, agua unida

a capilares<sup>7</sup> y fluidos libres que en su mayoría comprenden gas. En tercer lugar, hay una porosidad asociada con el contenido orgánico que permite el almacenamiento del gas en el estado adsorbido en el kerógeno y en el estado libre dentro de la porosidad del kerógeno.

**2.5.3 Cuantificación de la porosidad.** La evaluación de la porosidad en los yacimientos de shale gas se basa en gran medida en el registro de densidad, el cual permite obtener un valor de esta propiedad mediante la ecuación (1), sin embargo; este valor se ve afectado por el contenido de kerógeno y la presencia del gas adsorbido.

$$\varphi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (1)$$

Donde

$\varphi_D$  : Porosidad density

$\rho_{ma}$  : Densidad de la matriz

$\rho_b$  : Densidad total (sólido y fluido)

$\rho_f$  : Densidad del fluido

Una estimación correcta a partir del registro de densidad se puede lograr utilizando una relación fundamental entre la densidad aparente medida del registro ( $\rho_b$ ) y las densidades de los diversos componentes del shale como se muestra en la ecuación (2), propuesta por Bust<sup>8</sup> (2011).

$$\varphi_T = \frac{\rho_b - \rho_{ma} - w_k \rho_b \left(1 - \frac{\rho_{ma}}{\rho_k}\right)}{(\rho_g - \rho_{ma}) + (\rho_w - \rho_g) S_w} \quad (2)$$

---

<sup>7</sup> INTERNATIONAL PETROLEUM TECHNOLOGY CONFERENCE. The petrophysics of Shale Gas Reservoirs: Technical Challenges and Pragmatic Solutions: Bangkok, 2011, p 4

<sup>8</sup> *Ibid.*, p. 5-6.

Donde:

$\rho_g$ : Densidad del gas dentro de la porosidad total.

$\rho_w$ : Densidad del agua de formación.

$\rho_k$ : Densidad del kerógeno.

$w_k$ : Peso del kerógeno (fracción).

$S_w$ : Saturación de agua

Los supuestos claves para utilizar la ecuación (2) son los siguientes:

- 1) El gas libre dentro de la matriz inorgánica tiene la misma densidad que el gas libre adsorbido en el kerógeno ( $\rho_g$ ).
- 2) El kerógeno está mojado con hidrocarburos de tal manera que la saturación de agua en el kerógeno es cero.
- 3) El gas adsorbido es considerado parte de la porosidad total.

## 2.6 CONTENIDO DE MATERIA ORGÁNICA (TOC)

El contenido orgánico total (TOC) se define como la riqueza orgánica o la cantidad de compuestos orgánicos dentro de la roca, y se registra como un porcentaje. El contenido orgánico total define la riqueza orgánica dentro de la roca y se puede medir con precisión en muestras de núcleos usando pirólisis de roca, también se puede estimar utilizando registros de pozos<sup>9</sup>.

Calcular los valores de TOC es importante ya que esto influye en la producción comercial del shale gas puesto que son un indicativo del potencial de shale gas.

---

<sup>9</sup> JARVIE, Daniel, *et al.* Unconventional shale-gas systems: the Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*. 2007, vol.91, nro 4, p.475-499.

Como se observa en la tabla 1, un TOC de al menos 2% se considera generalmente como el mínimo que debe tener un shale para ser significativo en cuanto a producción comercial.

Tabla 1. Interpretación de la riqueza orgánica de la roca madre en porcentaje peso de TOC.

Riqueza orgánica	TOC (wt %)
Pobre	0.0 – 0.5
Media	0.5 – 1.0
Buena	1.0 – 2.0
Muy buena	> 2.0

Fuente: DEMBICKI, Harry. Three common source rock evaluation errors made by geologist during prospect or play appraisals. En: American Association of Petroleum Geologists Bulletin. 2009, vol. 93, nro 3, p. 341-356. DOI:10.1306/10230808076

**2.6.1 Estimación del contenido orgánico total.** Se han desarrollado una serie de modelos básicos, basados en registros para la estimación de TOC. Los modelos están arraigados en la respuesta variable de los registros a la materia orgánica.

Las relaciones empíricas entre el TOC derivado del núcleo y las curvas de registro (por ejemplo, la densidad, la resistividad y el contenido de uranio) se han establecido y han demostrado ser sólidas para crear una estimación continua del TOC a lo largo del intervalo registrado de un pozo. Las metodologías más empleadas para estimar el TOC son la correlación propuesta por Schmoker y la metodología  $\Delta \log R$  (Passey, et al.)

- **Correlación propuesta por Schmoker<sup>10</sup>**. se calculó el contenido orgánico a partir de registros de densidad basados en una correlación informada entre el contenido orgánico total y contenido de pirita, mientras que la porosidad del kerógeno se agrupó con el contenido de kerógeno. Se asumió que no había gas libre y que todo el gas estaba en el kerógeno. El TOC se expresó como una función de la diferencia entre una respuesta de registro de densidad de referencia en ausencia de kerógeno y la respuesta de registro de densidad real como se muestra en la ecuación (3).

$$TOC (wt/wt) = \frac{m}{\rho_b} + y \quad (3)$$

Donde:

$$m = 1 / \left( \frac{1}{\rho_k} - \frac{1}{\rho_m} \right)$$

$$y = - \left( \frac{m}{\rho_m} \right)$$

$\rho_{ma}$  : Densidad de la matriz (g/cm<sup>3</sup>)

$\rho_k$ : Densidad del kerógeno (g/cm<sup>3</sup>), es común encontrar en la literatura que este valor oscila entre 1.1 – 1.2 (g/cm<sup>3</sup>)

$\rho_b$  : Registro de densidad (g/cm<sup>3</sup>)

- **Metodología  $\Delta \log R$  (Passey, et al.)<sup>11</sup>**. Para esta metodología se emplean las ecuaciones (4) y (5):

---

<sup>10</sup> SCHMOKER, Jan. Determination of organic content of Appalaccian Devonian Shales from formation-density logs. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*. 1979, vol. 63, nro 9, p. 1504-1573.

<sup>11</sup> PASSEY, Quinn. Oil-prone source rock to gas-producing shale reservoir: geologic and petrophysical characterization of unconventional shale-gas reservoirs. *SPE Paper*. Richardson, Texas: 2010.

$$\Delta \log R_{sonic} = \log \left( \frac{R}{R_{baseline}} \right) + 0.02(\Delta t - \Delta t_{baseline}) \quad (4)$$

$$TOC = (\Delta \log R) * 10^{(2.297 - 0.1688 * LOM)} \quad (5)$$

Donde, TOC representa el contenido orgánico total, R y  $\Delta t$  son la resistividad y el tiempo de viaje desde el registro sónico,  $R_{baseline}$  y  $\Delta t_{baseline}$  son la resistividad de base tomada en los intervalos arcillosos y el tiempo de tránsito correspondiente a los intervalos arcillosos. LOM es el nivel de madurez orgánica que puede medirse a partir de la reflectancia de vitrinita.  $\Delta \log R$  es la separación entre la resistividad y el registro sónico y representa el intervalo rico en materia orgánica.

## 2.7 REFLECTANCIA DE LA VITRINITA

La vitrinita es un maceral formado mediante alteración térmica de la lignina y la celulosa en las paredes de las células vegetales, que se encuentra en muchos kerógenos. Con el incremento de la temperatura, la vitrinita experimenta reacciones de aromatizaciones complejas e irreversibles, lo que se traduce en un aumento de la reflectancia.

La reflectancia de la vitrinita es una herramienta clave para evaluar el grado de maduración térmica que ha alcanzado el kerógeno, y para indicar si la roca generadora se encuentra en la ventana de generación de aceite, gas húmedo o gas seco como se observa en el cuadro 1. La madurez de la roca generadora está asignada a diferentes ventanas de producción basadas en la reflectancia de la vitrinita.

El valor de reflectancia de la vitrinita o Ro% puede ser estimado mediante la ecuación (6) una vez que se ha determinado el nivel de madurez del kerógeno.

$$Ro\% = -0.0039 * LOM^3 + 0.1494 * LOM^2 - 1.5688 * LOM + 5.5173 \quad (6)$$

Donde LOM: Nivel de madurez del kerógeno

Ro%: Reflectancia de la vitrinita

Cuadro 1. Valores de reflectancia de la vitrinita para la generación de hidrocarburos

<b>Roca madre propensa a la generación de petróleo</b>		<b>Roca madre propensa a la generación de gas</b>	
<b>Estado de generación</b>	<b>Ro (%)</b>	<b>Estado de generación</b>	<b>Ro (%)</b>
Inmaduro	< 0.6	Inmaduro	< 0.8
Inicio de generación de petróleo	0.6 – 0.8	Inicio de generación de gas	0.8 – 1.2
Pico de generación de petróleo	0.8 – 1.0	Pico de generación de gas	1.2 - 2.0
Final de la generación de petróleo	1.0 – 1.35	Final de la generación de gas	> 2.0
Gas húmedo	1.35 – 2.0		
Gas seco	> 2.0		

Fuente: DEMBICKI, Harry. Three common source rock evaluation errors made by geologist during prospect or play appraisals. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*. 2009, vol. 93, nro 3, p. 341-356. DOI:10.1306/10230808076

### 3. GEOMECÁNICA DE LOS YACIMIENTOS DE SHALE GAS

Entre los diferentes parámetros que indican si los shales tienen potencial para ser un recurso gaseoso, la fragilidad y su relación con la mineralogía, presión de poro, relación de Poisson y Módulo de Young, son algunos de los más importantes.

#### 3.1 MÓDULO DE YOUNG

El módulo de Young, también conocido como módulo de elasticidad, es una relación entre el esfuerzo y la deformación, por tanto, es una medida de la resistencia a la deformación de un material cuando éste es sometido a esfuerzos uniaxiales como se observa en la ecuación (7):

$$E = \frac{\sigma_x}{\varepsilon_x} \quad (7)$$

Donde:

$E$ : módulo de Young

$\sigma_x$ : esfuerzo normal

$\varepsilon_x$ : deformación

**3.1.1 Módulo de Young dinámico.** Es aquel que es obtenido a partir de registros.

Se puede calcular mediante la ecuación (8)

$$E = \frac{\rho_b V_s^2 (3V_p^2 - 4V_s^2)}{(V_p^2 - V_s^2)} \quad (8)$$

Donde:

$E$ : módulo de Young (GPa)

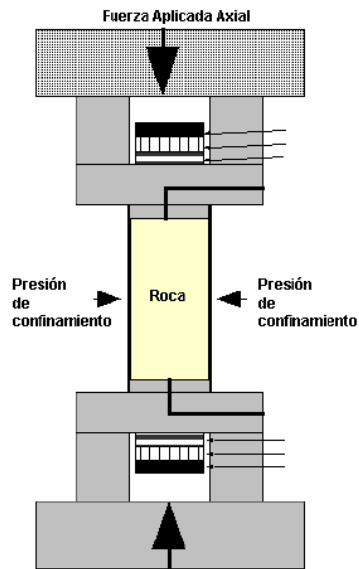
$\rho_b$ : Densidad total (g/cm<sup>3</sup>)

$V_p$  : Velocidad de onda compresional (km / s)

$V_s$  : Velocidad de onda de corte en (km / s)

**3.1.2 Módulo de Young estático.** Es obtenido a partir de pruebas de núcleos a partir de la respuesta de esfuerzo-deformación durante cada paso de carga como se observa en la figura 3.

Figura 3. Prueba uniaxial



Fuente: RIVAS, Fernando y LOPEZ, Enrique. Sistema de adquisición de datos automatizados para pruebas mecánicas uniaxial y triaxial. [Consultado 10 junio de 2020] disponible en [www.researchgate.net](http://www.researchgate.net)

## 3.2 RELACIÓN DE POISSON

La relación de Poisson, ecuación (9), está definida como la relación negativa entre la deformación transversal o lateral y la deformación axial o longitudinal.

$$\nu = -\frac{e_x}{e_y} \quad (9)$$

Donde:

$\nu$  : relación de Poisson

$e_x$  : deformación transversal al esfuerzo

$e_y$  : deformación normal al esfuerzo

Esta relación puede ser calculada a partir de registros, empleando la ecuación (10)

$$\nu = \frac{(V_P^2 - 2V_S^2)}{2(V_P^2 - V_S^2)} \quad (10)$$

Donde:

$\nu$  : relación de Poisson

$V_p$  : velocidad de onda compresional (km / s)

$V_s$  : velocidad de onda de corte en (km / s)

Estos parámetros elásticos miden la capacidad de la roca para fallar bajo esfuerzos (relación de Poisson) y mantener la fractura (módulo de Young). La combinación de estos dos parámetros vitales es el principal determinante de la fragilidad de la roca.

## 3.3 PARÁMETROS DE RESISTENCIA A FALLA

**3.3.1 Resistencia a la compresión no confinada.** La resistencia a la compresión no confinada (UCS) o resistencia a la compresión uniaxial es el esfuerzo de

compresión axial máximo que puede tolerar una muestra de material cilíndrica recta bajo condiciones no confinadas.<sup>12</sup>

Generalmente, la resistencia a la compresión es inversamente proporcional a la porosidad y directamente proporcional a la presión de confinamiento y al módulo de Young.

**3.3.2 Resistencia a la tensión.** Es la tensión máxima que puede soportar la roca sometida a una carga de estiramiento sin romperse.

En comparación con la resistencia a la compresión, la resistencia a la tensión de la roca es relativamente poco importante, puesto que para prácticamente todas las rocas es bastante baja, del orden de unos pocos MPa y cuando hay fallas preexistentes en la roca, se esperaría que la resistencia a la tensión sea cercana a cero.<sup>13</sup>

Ambos parámetros (la resistencia a la compresión y la resistencia a la tensión) aumentan con la densidad de la roca y disminuyen con la porosidad de la roca en condiciones de yacimiento.

**3.3.3 Ángulo de fricción interna.** El ángulo de fricción interna ( $\varphi$ ) es una representación matemática del coeficiente de fricción interna ( $\mu$ ) y se relacionan mediante la ecuación (11)

$$\tan \varphi = \mu \tag{11}$$

---

<sup>12</sup> SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Resistencia a la compresión no confinada. [Consultado: 16 de Julio de 2020]. Disponible en: [www.glosary.oilfield.slb.com](http://www.glosary.oilfield.slb.com)

<sup>13</sup> ZOBACK, Mark, *et al.* Determination of stress orientation and magnitude in deep wells. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. Palo alto: Elsevier, julio, 2003, vol. 40, p. 1049-1076. DOI:10.1016/j.ijrmms.2003.07.001

Este coeficiente se define como la resistencia a la fricción por deslizamiento y rodamiento entre los planos de cizallamiento y los granos que se encuentran en esos planos<sup>14</sup>.

Los valores promedio del ángulo de fricción interna se observan en el cuadro 2.

Cuadro 2. Valores promedio del ángulo de fricción interna en suelos

<b>Material</b>	<b>Suelto</b>	<b>Denso</b>
Arena, granos redondos y uniformes	27.5 °	34°
Arena, granos angulares y bien gradada	33°	45°
Cascajo arenoso	35°	50°
Arena limosa	27°-33°	30°-34°
Limo inorgánico	27°-33°	30°-35°

Fuente: TERZAGHI, Karl; PECK, Ralph; MESRI, Gholamreza. Soil mechanics in engineering practice. 3 ed. Estados Unidos de América: John Wiley & Sons, inc, 1996. ISBN: 0-471-08658-4

El ángulo de fricción interna puede ser calculado mediante la ecuación (12), la cual fue desarrollada por Lal<sup>15</sup> para shales.

$$\varphi = \sin^{-1} \left( \frac{V_p - 1000}{V_p + 1000} \right) \quad (12)$$

Donde:

$\varphi$ : ángulo de fricción interna

$V_p$ : Velocidad de onda compresional (km/s)

<sup>14</sup> FJAR, Erling, *et al.* Petroleum related rock mechanics. 2 ed. Hungary: Elsevier, 2008. p.61. ISBN: 978-0-444-50260-5

<sup>15</sup> LAL, Manohar. Shale stability: Drilling fluid interaction and Shale Strength. *SPE paper*. Richardson, Texas: Abril, 1999.

### 3.4 PRESIÓN DE PORO EN YACIMIENTOS TIPO SHALE

La presión de poro en formaciones no convencionales es extremadamente importante para su productividad debido a su papel central en la conducción de flujo.

Si bien otros factores son claramente importantes, como el contenido orgánico total (TOC), la madurez térmica, el espesor de la formación, la porosidad, etc., hay una relación directamente proporcional entre la alta producción inicial y los gradientes de alta presión de poro.

Según Patchen, *et al.*<sup>16</sup> los altos gradientes de presión de poro son aproximadamente 0.9 psi/ft y los gradientes moderados son alrededor de 0.6 psi/ft. Además, debido a que pueden producirse fugas a lo largo de las zonas por fallas permeables, existen mecanismos que podrían causar la disipación localizada de la presión de poro y la fuga de hidrocarburos. Por lo tanto, la presión de poro podría ser espacialmente variable, teniendo un impacto significativo en la producción.

Como se resume en el cuadro 3, los datos publicados disponibles muestran que, en general, los yacimientos no convencionales se caracterizan por una presión de poro elevada. En algunos yacimientos como Barnett y Marcellus se observa una sobrepresión moderada y en otros casos como Haynesville en el este de Texas se evidencia una sobrepresión considerable.

Según Zoback y Kholi<sup>17</sup> debido a que la sobrepresión parece desarrollarse en la profundidad de formaciones ricas en materia orgánica, la maduración en curso o geológicamente reciente es probablemente responsable de las presiones de poro elevadas, la cual ayuda a conducir el flujo de hidrocarburos desde la matriz de baja permeabilidad al pozo.

---

<sup>16</sup> PATCHEN, Douglas, *et al.* Utica Shale Appalachian Basin Exploration Consortium Final Report. Estados Unidos de América: West Virginia University, Julio, 2015.

<sup>17</sup> ZOBACK, Mark y KOHLI, Arjun. Unconventional Reservoir Geomechanics: Shale gas, Tight oil, and induced seismicity. Reino unido: Cambridge University Press, 2019. p. 207. ISBN 978-1-107-08707-1

Cuadro 3. Gradientes de presión de poro en yacimientos no convencionales

<b>Formación</b>	<b>Cuenca</b>	<b>Edad</b>	<b>Gradiente de presión (psi/pie)</b>	<b>Fuente</b>
Barnett	Fort Worth	Misisípico	0.52 0.42 - 0.51	Bowker (2007) Wang&Gale (2009)
Eagle Ford	East Texas	Cretácico	0.5-0.9	Browker (2007), Cander (2012)
Haynesville	East Texas and Northern Louisiana	Jurásico	0.8 - 0.9	Torsh (2012)
Marcellus	Appalachian	Devónico	0.6 0.29 - 0.68	English et al. (2016) Wang &Gale (2009)
Silurian gas shale	Sichuan, China	Silúrica	0.6- 0.7	Li et al. (2016)

Fuente: ZOBACK, Mark y KOHLI, Arjun. Unconventional Reservoir Geomechanics: Shale gas, Tight oil, and induced seismicity. Reino unido: Cambridge University Press, 2019. 206 p. ISBN 978-1-107-08707-1.

### 3.5 ESFUERZOS INSITU

Para describir completamente el estado de esfuerzos en profundidad, se deben definir cuatro parámetros: tres magnitudes de esfuerzos principales, Sv (esfuerzo vertical, correspondiente al peso de la sobrecarga; SHmax, el esfuerzo horizontal máximo principal; y Shmin, el esfuerzo horizontal mínimo principal) y la orientación de dichos esfuerzos.

Lo anterior es importante porque

- La roca se fractura perpendicular al esfuerzo mínimo
- La fractura se forma y propaga paralela al esfuerzo horizontal máximo
- La presión necesaria para mantener abierta la fractura inducida tiene que ser igual o superior al esfuerzo mínimo que actúa perpendicular a ésta.

De acuerdo con la magnitud de estos esfuerzos, una región puede ser clasificada como falla normal, falla inversa o falla rumbo deslizante como se muestra en el cuadro 4.

Cuadro 4. Regimenes de esfuerzo

Regimen	Esfuerzos		
	S1	S2	S3
Normal	Sv	Shmax	Shmin
Rumbo deslizante	SHmax	Sv	Shmin
Inverso	SHmax	Shmin	Sv

Fuente: ZOBACK, Mark. Reservoir geomechanics. New York: Cambridge University Press, 2007. ISBN-978-0-521-77069-9

**3.5.1 Estimación de los esfuerzos insitu.** En la literatura se encuentran las siguientes correlaciones empíricas desarrolladas para calcular los esfuerzos insitu. Tal es el caso del esfuerzo vertical que se puede calcular como se observa en la ecuación (13), mediante la integración de la densidad de la roca desde la parte superior hasta la parte inferior en profundidad<sup>18</sup>

$$\sigma_v = \int_0^z \rho(Z)gdz \cong \bar{\rho}gz \quad (13)$$

<sup>18</sup> ZOBACK, Mark. Reservoir geomechanics. New York: Cambridge University Press, 2007. p.8. ISBN-978-0-521-77069-9

Por su parte los esfuerzos horizontales se pueden calcular a partir de la sobrecarga, la relación de Poisson ( $\nu$ ), el parámetro de Biot ( $\beta$ ) y la presión de poro ( $P_p$ ).

Eaton en 1969 propone una correlación empírica para calcular el esfuerzo horizontal mínimo involucrando la relación de Poisson y la presión de poro

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu}(\sigma_v - P_p) + P_p \quad (14)$$

Esta ecuación es modificada al incluir la constante de Biot y así se mejora la estimación:

$$\sigma_h = \frac{\nu}{1-\nu}(\sigma_v - \beta P_p) + \beta P_p \quad (15)$$

Otra correlación es la propuesta por Holbrook, Maggiori et al (1993), la cual incluye el termino de porosidad:

$$\sigma_h = (1 - \emptyset)(\sigma_v - P_p) + P_p \quad (16)$$

Algunas correlaciones empleadas para aproximar el esfuerzo horizontal máximo  $\sigma_H$  se plantean en las ecuaciones (17) y (18), donde  $P_{LO}$  es la presión de iniciación de fractura obtenida de una prueba LOT y  $T_O$  representa la resistencia a la tensión.

$$\sigma_H = \frac{\nu}{1-\nu} \sigma_v \quad (17)$$

$$\sigma_H = 3\sigma_h - \beta P_{LO} - (2 - \beta)P_p + T_O \quad (18)$$

### 3.6 ÍNDICE DE FRAGILIDAD DE LOS YACIMIENTOS DE SHALE GAS

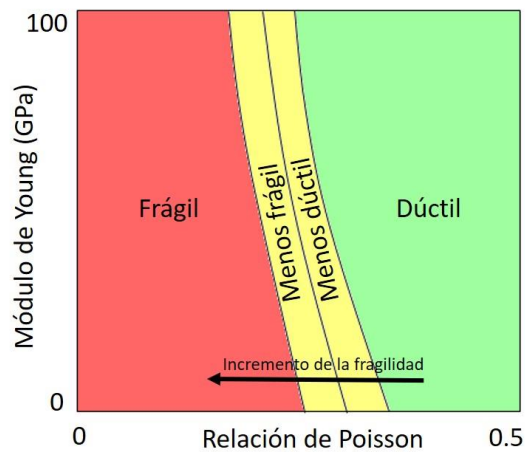
El índice de fragilidad de la roca se refiere a la propiedad de deformación plástica la cual no es detectada antes de que la roca se fracture, es decir que la roca es fácil de romper o de fracturar bajo la acción de una fuerza externa.

Debido a la falta de cualquier definición y método estándar, el termino fragilidad se ha utilizado para diferentes usos prácticos. La definición más aceptable propuesta

por Hucka y Das<sup>19</sup>, fue que las fracturas en rocas frágiles se inician en el límite de fluencia o ligeramente después de éste.

**3.6.1 Fragilidad desde la perspectiva geomecánica.** Desde una perspectiva geomecánica la fragilidad está relacionada con el módulo de Young y la relación de Poisson. El módulo de Young es una relación de esfuerzo deformación, mientras que la relación de Poisson es una relación de deformación transversal a axial. Estos parámetros elásticos miden la capacidad de la roca para fallar bajo esfuerzos (relación de Poisson) y mantener la fractura (módulo de Young). La combinación de estos dos parámetros vitales es el principal determinante de la fragilidad de la roca<sup>20</sup>. Varios estudios indicaron que la roca frágil tiene un módulo de Young más alto y una relación de Poisson más baja como se observa en la figura 4.

Figura 4. Clasificación de la roca en frágil y dúctil



Fuente: PEREZ, Roderick. Brittleness estimation from seismic measurements in unconventional reservoirs: Application to the Barnett Shale. *SEG Houston annual meeting*. Houston: 2013, nro 2003, p. 2258-2263. DOI: 10.1190/segam2013-0006.1

<sup>19</sup> HUCKA, V y DAS, B. Brittleness determination of rocks by different methods. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*. Gran Bretaña: Pergamon Press, 1974. Vol 11, p. 389-392. DOI: 10.1016/0148-9062(74)91109-7

<sup>20</sup> RICKMAN, Rick, *et al.* A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization: All shale plays are not choles of the Barnett Shale. *Society of Petroleum Engineers annual technical conference and exhibition*. Denver, 2008, p 1-11.

**3.6.2 Fragilidad desde la perspectiva mineralógica.** Desde una perspectiva mineralógica varios autores indican que el cuarzo y la dolomita son materiales más frágiles que la materia orgánica y la arcilla. Es por ello que rocas ricas en minerales de cuarzo y carbonatos tienden a fracturarse rápidamente y las fracturas permanecen estables después de originarse o inducirse. Por el contrario, la roca dúctil, con su alto contenido de arcilla, es menos fácil de fracturar puesto que necesita mayor energía / presión de fractura para romperse, lo que da como resultado el origen de fracturas más cortas, las cuales son indeseables porque proporcionan menos contacto con la formación.

**3.6.3 Fragilidad desde la perspectiva petrofísica.** Desde un punto de vista petrofísico la fragilidad de la roca se ve afectada por la porosidad y el contenido de materia orgánica. Esto se refiere al concepto de que la roca que falla con un esfuerzo bajo y se vuelve más porosa tiene un aumento en su tasa de deformación lo que desvía las rocas de ser formaciones frágiles a ser dúctiles. Además, un alto TOC se asocia con un mayor contenido de arcilla, lo que hace que la roca sea dúctil, es decir, menos propenso a las fracturas.

**3.6.4 Correlaciones para calcular el índice de fragilidad.** Generalmente la fragilidad se calcula de dos maneras; una es por medio de una medida física de las propiedades de la roca y otra es midiendo el consumo de energía para cortar / perforar una roca. Ambos métodos se llevan a cabo empleando ecuaciones empíricas.

El método más aceptable para calcular el índice de fragilidad es mediante una prueba de la composición mineralógica de la roca y los parámetros mecánicos de ésta.

Los parámetros mecánicos incluyen el módulo de Young y la relación de Poisson, mientras que en la mineralogía se emplean los porcentajes de minerales de cuarzo, feldespato y carbonato, así como el TOC y contenido arcilloso.

- **Mineralogía:** En el análisis de mineralogía, el porcentaje de minerales frágiles como el cuarzo, la dolomita y la calcita se utilizan para estimar la fragilidad de las rocas, y la composición mineral a menudo se obtiene del registro de ECS (espectroscopía de captura de elementos). Empleando las ecuaciones (19), (20) y (21).

$$BI_{1} = \frac{Q}{Q+Car+Clay} * 100 \% \quad (19)$$

$$BI_{2} = \frac{Q+Dol}{Q+Car+Clay+Cal+Dol+TOC} * 100\% \quad (20)$$

$$BI_{3} = \frac{Q+Car}{Q+Car+Clay} * 100\% \quad (21)$$

Donde:

BI: índice de fragilidad (%)

Q: contenido de cuarzo (fracción)

Car: contenido de carbonatos (fracción)

Clay: contenido de minerales arcillosos (fracción)

Dol: contenido de dolomita (fracción)

TOC: contenido de materia orgánica total (fracción)

- **Propiedades mecánicas:** El índice de fragilidad a partir de parámetros geomecánicos puede ser calculado mediante la ecuación (22), en función del módulo de Young y la relación de Poisson.

$$BI_{4} = \frac{E_N + \nu_N}{2} \quad (22)$$

Donde:

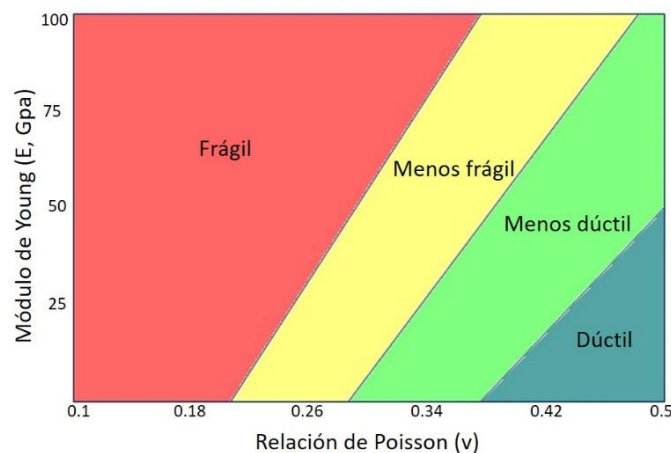
$$E_N = \frac{E - E_{min}}{E_{max} + E_{min}} \quad (23)$$

$$v_N = \frac{v_{max} - v}{v_{max} - v_{min}} \quad (24)$$

Según Perez<sup>21</sup> *et al.* El índice de fragilidad puede ser usado para clasificar los yacimientos, como se observa en la figura 5, de acuerdo con su comportamiento mecánico en:

- Frágil, si BI > 0.48
- Menos frágil, si 0.32 < BI < 0.48
- Menos dúctil, si 0.16 < BI < 0.32
- Dúctil, si 0 < BI < 0.16

Figura 5. Clasificación de la roca en frágil, menos frágil, menos dúctil y dúctil



Fuente: IQBAL, Omer, *et al.* Effective evaluation of shale gas reservoir by means of and integrated approach to petrophysics and geomechanics for the optimization of hydraulic fracturing: A case study of the Permian Roseneath and Murteree Shale gas reservoirs, Cooper Basin, Australia. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. ELSEVIER, Julio, 2018, nro 58, p.34-58. DOI: doi.org/10.1016/j.jngse.2018.07.017

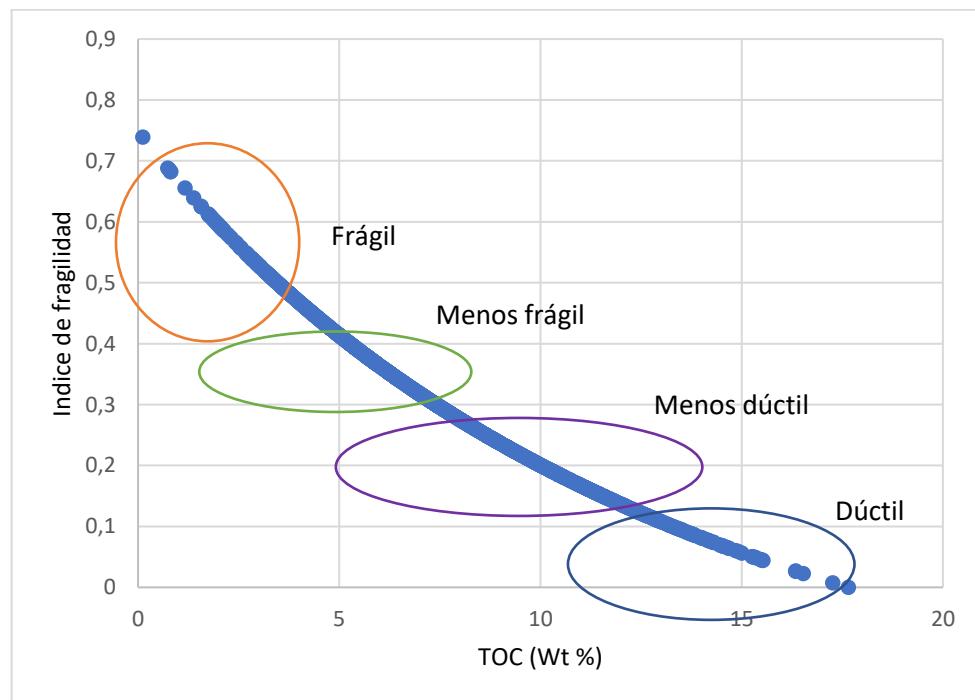
<sup>21</sup> PEREZ, Roderick. Brittleness estimation from seismic measurements in unconventional reservoirs: Application to the Barnett Shale. *SEG Houston annual meeting*. Houston: 2013, nro 2003, p. 2258-2263. DOI: 10.1190/segam2013-0006.1

### 3.7 RELACIÓN ENTRE FRAGILIDAD Y PROPIEDADES GEOMECÁNICAS Y PETROFÍSICAS

El índice de fragilidad es una función compleja de litología, composición, esfuerzo efectivo, diagénesis, temperatura, TOC, porosidad y propiedades geomecánicas.

**3.7.1 Relación entre índice de fragilidad y TOC.** La figura 6 (índice de fragilidad en función del contenido orgánico total) evidencia que formaciones con un TOC >1% resultan ser frágiles, formaciones con un TOC >3% son consideradas menos frágiles, un TOC > 5% cae en regiones menos dúctiles y formaciones con TOC >11% se consideran dúctiles.

Figura 6. Relación entre índice de fragilidad y TOC

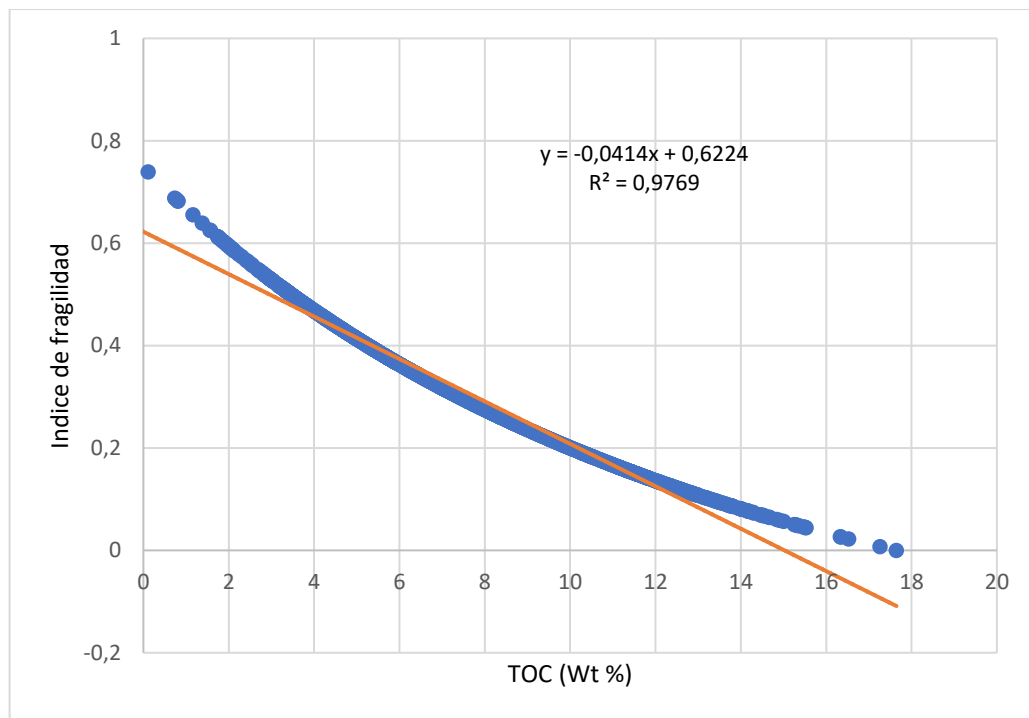


Fuente: Elaboración propia a partir de datos calculados con la ecuación (3) y ecuación (22) haciendo uso de registros de pozo.

Esta figura indica claramente que la concentración del contenido orgánico total puede marcar zonas frágiles, menos frágiles y dúctiles, lo cual es consistente con hallazgos de otros autores; es decir, el índice de fragilidad de un yacimiento tipo shale disminuye al aumentar el TOC.

Por su parte, la figura 7 evidencia un comportamiento muy cercano al lineal en el rango de 4-12 % de TOC, entre el índice de fragilidad elástico y el contenido de materia orgánica total puesto que el coeficiente de determinación ( $R^2$ ) es cercano a 1 en el presente estudio.

Figura 7. Relación lineal entre índice de fragilidad y TOC

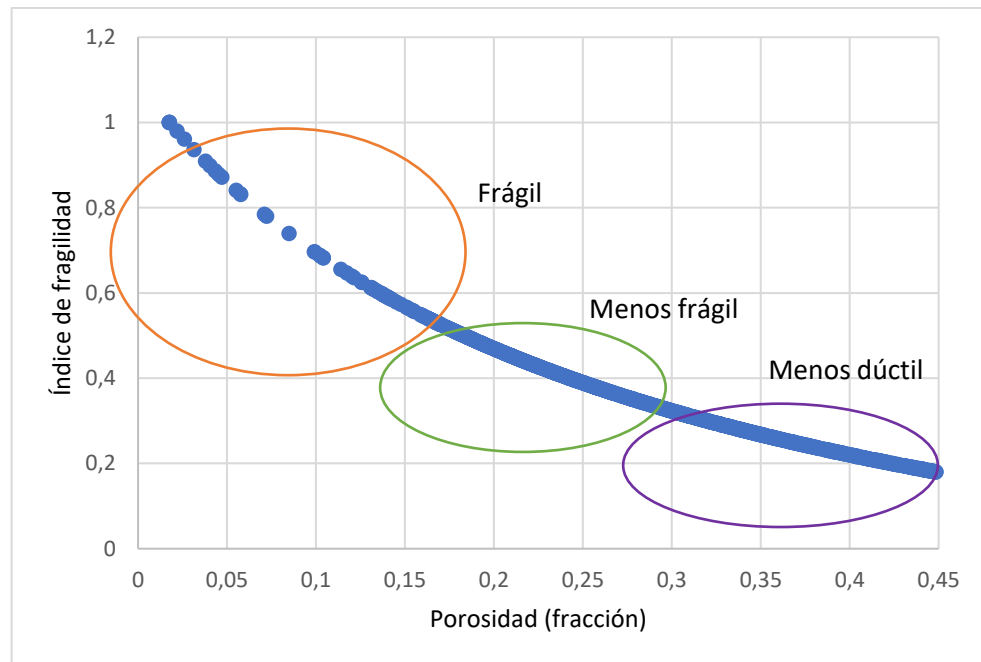


**3.7.2 Relación entre índice de fragilidad y porosidad.** La figura 8 evidencia que valores de porosidad menores a 18% corresponden a regiones frágiles, porosidad

entre 18% y 27% indica regiones menos frágiles y finalmente valores de porosidad mayores a 27% caen en regiones menos dúctiles.

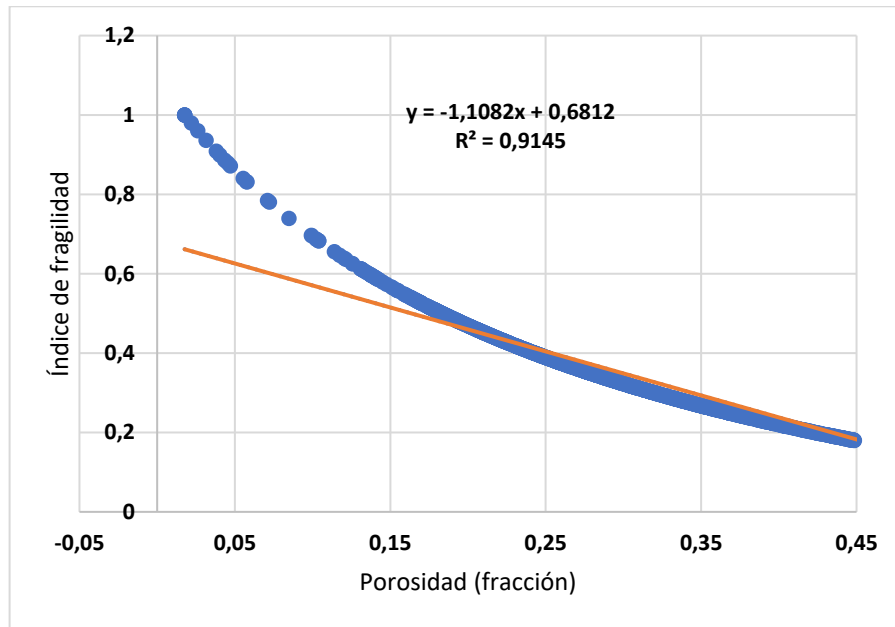
Lo cual indica que el índice de fragilidad de un yacimiento de shale gas disminuye al aumentar la porosidad.

Figura 8. Relación entre índice de fragilidad y porosidad



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de porosidad obtenidos de registro sónico y de índice de fragilidad calculado con la ecuación (22).

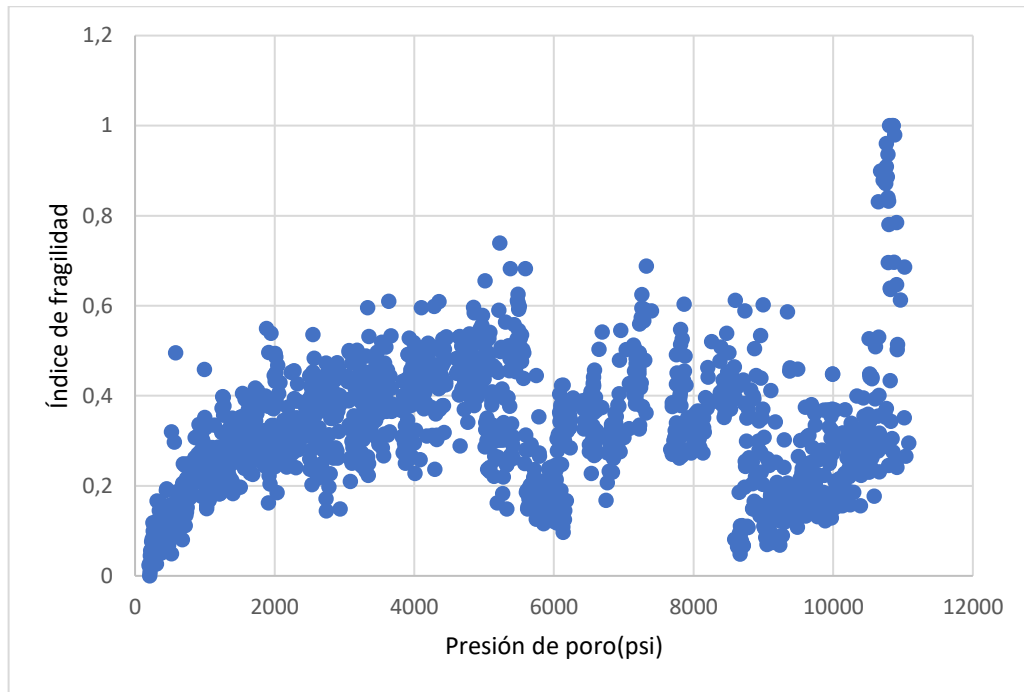
Figura 9. Relación lineal entre índice de fragilidad y porosidad



En la figura 9 se pudo observar que para el yacimiento tipo shale empleado como ejemplo, el índice de fragilidad y la porosidad describen una relación inversa, la cual presenta un comportamiento cercano al lineal para valores mayores a 0.15.

**3.7.3 Relación entre índice de fragilidad y presión de poro.** Además del TOC, porosidad y minerales frágiles, la presión de poro podría ser otro parámetro que influye en las fracturas. La presión de poro afecta la altura y el crecimiento vertical de las fracturas en los yacimientos tipo shale. Para ver su efecto en el índice de fragilidad, su relación se representa en la figura 10. Esta figura indica que no hay una relación significativa entre el índice de fragilidad y la presión de poro, excepto en algunas zonas donde el índice de fragilidad aumenta con un aumento de la presión de poro, pero esto puede deberse a la presencia de minerales frágiles.

Figura 10. Relación entre índice de fragilidad y presión de poro

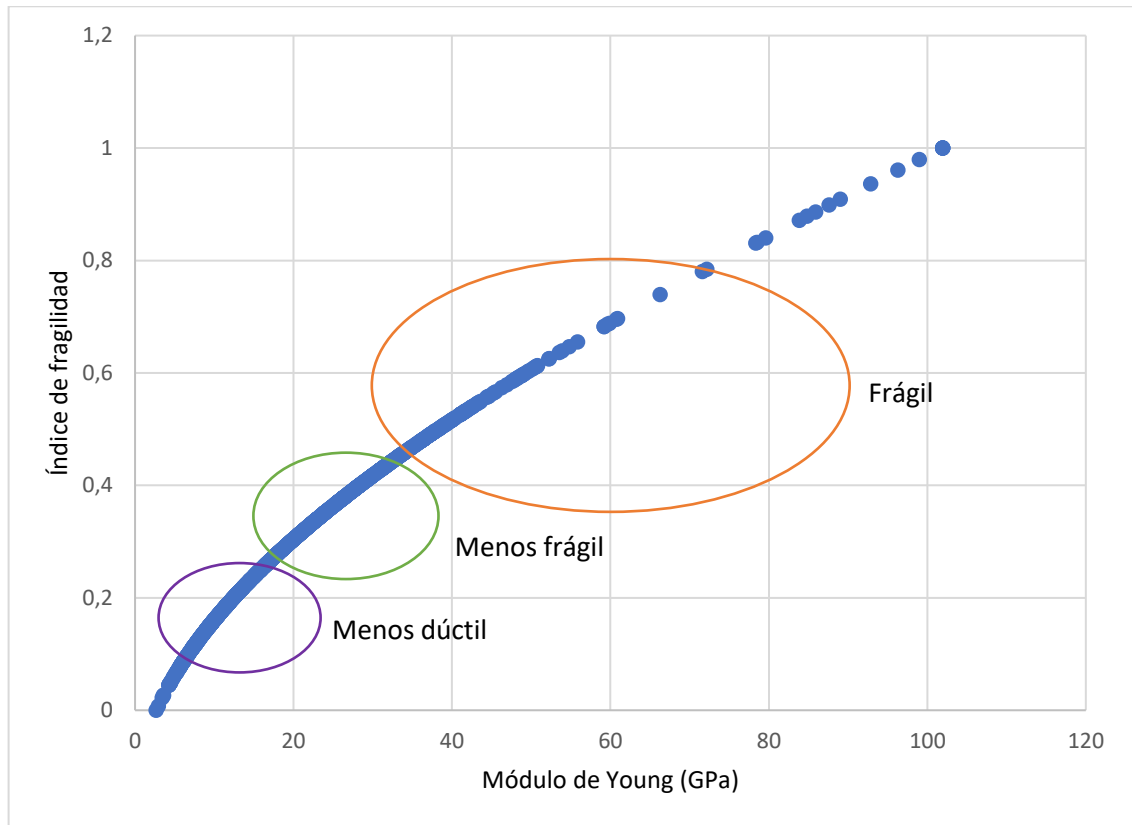


Fuente: Elaboración propia a partir de datos de presión de poro de registros de pozo y datos de índice de fragilidad calculados con la ecuación (22)

**3.7.4 Relación entre índice de fragilidad y módulo de Young.** Como se observa en la figura 11, rocas con valores altos en el módulo de Young resultan ser frágiles, mientras que rocas con un módulo de Young menor presentan comportamiento dúctil.

De la figura 11 se evidencia, además, que para el shale tomado como ejemplo, valores de módulo de Young comprendidos entre 40 y 100 GPa indican que la roca es frágil, valores entre 20 y 40 GPa dan como resultado rocas menos frágiles y finalmente, zonas que presenten módulo de Young menor a 20 GPa resultan ser dúctil.

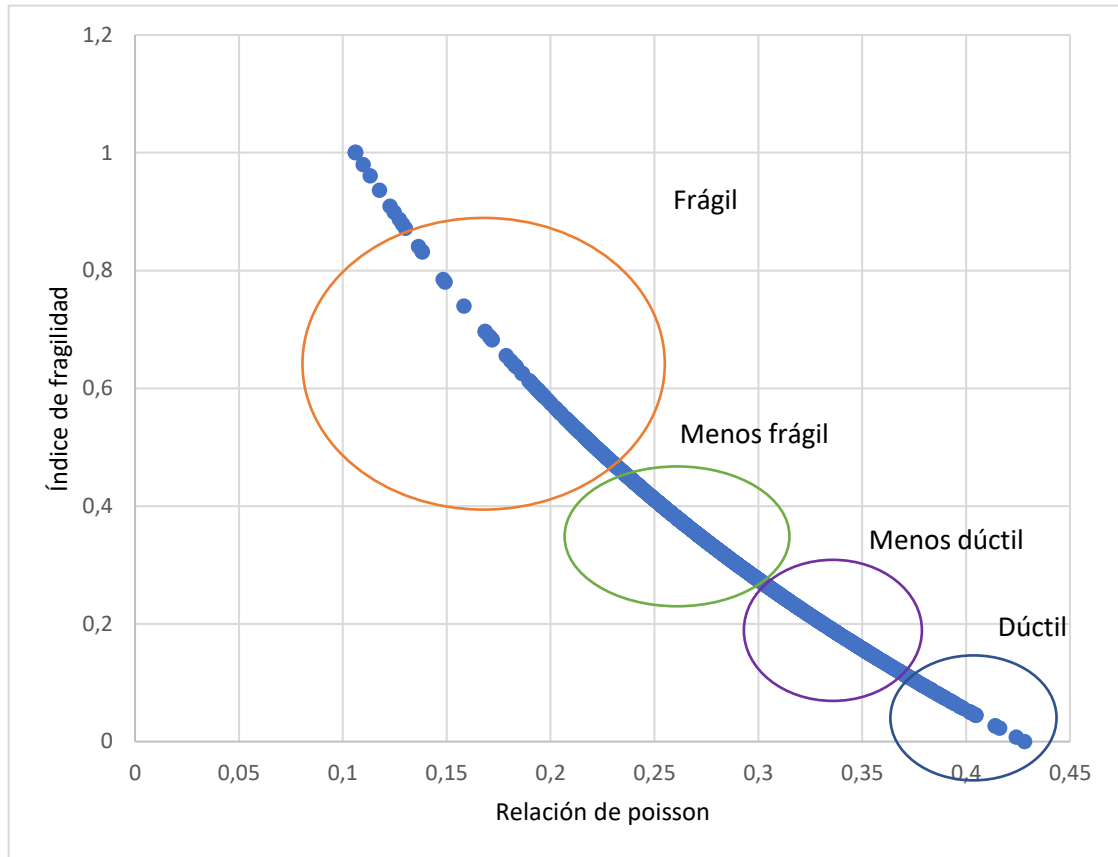
Figura 11. Relación entre índice de fragilidad y módulo de Young



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de índice de fragilidad calculado con la ecuación (22) y datos de módulo de Young calculados con la ecuación (8).

**3.7.5 Relación entre índice de fragilidad y relación de Poisson.** En la figura 12 se observa claramente que una relación de Poisson más baja se traduce en un mayor índice de fragilidad, y, por el contrario, una relación de Poisson más alta indica que la roca se comporta de manera dúctil, concluyendo que son inversamente proporcionales. Por lo cual, rocas con valores de relación de Poisson menores a 0.2 presentan buena fragilidad, rocas con relación de Poisson entre 0.2 y 0.28 son menos frágiles y rocas con relación de Poisson mayor a 0.28 se consideran dúctiles o de muy pobre fragilidad.

Figura 12. Relación entre índice de fragilidad y relación de Poisson



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de índice de fragilidad calculados con la ecuación (22) y datos de Relación de Poisson obtenidos a partir de la ecuación (10).

**3.7.6 Relación entre índice de fragilidad, resistencia y parámetros de falla.** Para evaluar la relación entre el índice de fragilidad, la resistencia no confinada y el ángulo de fricción de una roca es necesario graficar estas propiedades como se observa en la figura 13 y en la figura 14, en las cuales no se evidencian efectos significativos entre estos parámetros, excepto en algunas zonas donde el índice de fragilidad aumenta junto con un aumento en la resistencia a la compresión y el ángulo de fricción interna. Las relaciones positivas en algunos estratos son

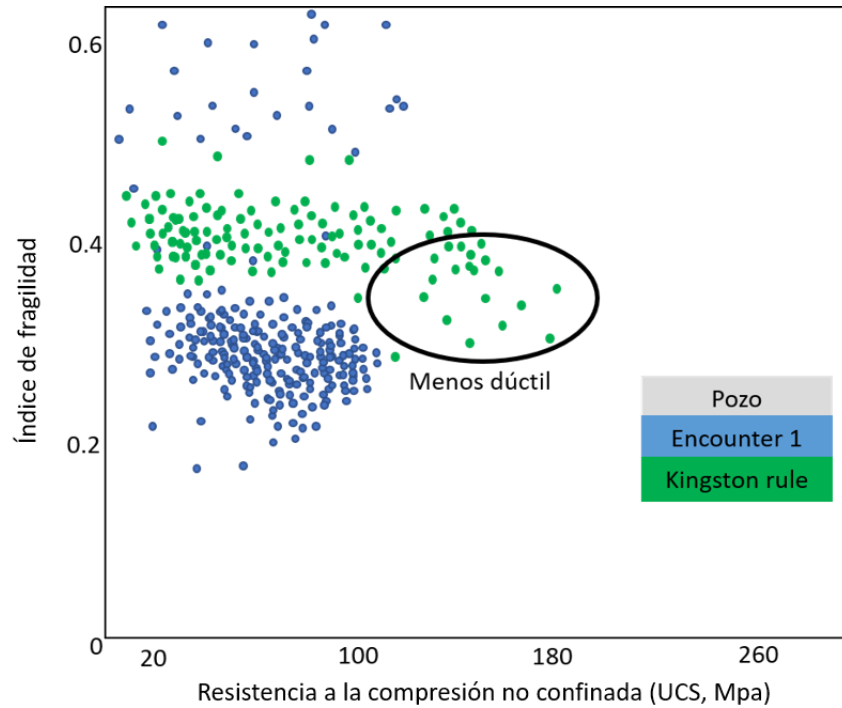
consistentes con las definiciones de índice de fragilidad propuestas por Altindag<sup>22</sup> ; es decir, la roca frágil tiene un alto ángulo de fricción y alta resistencia a la compresión no confinada. Sin embargo, esto no siempre es cierto porque según estudios realizados por Bai<sup>23</sup> demuestran que el material rígido puede o no ser resistente porque la resistencia se refiere a la capacidad de carga relacionada con las propiedades de falla del material, mientras que la rigidez en realidad se refiere a la capacidad de deflexión relacionada con la propiedad del material. Además, el índice de fragilidad mide la rigidez y la capacidad de la roca para producir fracturas. Por tanto, la conclusión es que la roca frágil puede o no poseer alta resistencia y puede tener cualquier ángulo de fricción.

---

<sup>22</sup> ALTINDAG, Rasit. Correlation of specific energy with rock brittleness concepts on rock cutting. *The journal of The South African Institute of Mining and Metallurgy*. South Africa: Cpaci occasion, 2003, p.162-172.

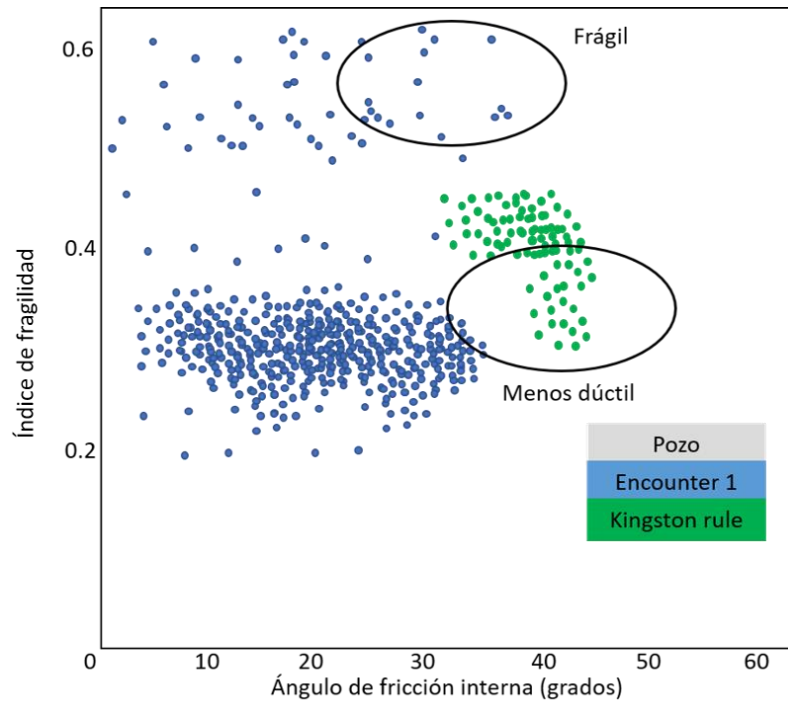
<sup>23</sup> BAI, Mao. Why are brittleness and fracability not equivalent in designing hydraulic fracturing in tight shale gas reservoir. *Petroleum*. Houston: KeAi Chinese roots global impact, marzo, 2016, vol.2, nro.1, p.1-19 DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2016.01.001>

Figura 13. Relación entre índice de fragilidad y resistencia a la compresión no confinada (USC)



Fuente: IQBAL, Omer, *et al.* Effective evaluation of shale gas reservoir by means of and integrated approach to petrophysics and geomechanics for the optimization of hydraulic fracturing: A case study of the Permian Roseneath and Murteree Shale gas reservoirs, Cooper Basin, Australia. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. EISEVIER, Julio, 2018, nro 58, p.34-58. DOI: [doi.org/10.1016/j.jngse.2018.07.017](https://doi.org/10.1016/j.jngse.2018.07.017)

Figura 14. Relación entre índice de fragilidad y ángulo de fricción interna



Fuente: Modificado de IQBAL, Omer, *et al.* Effective evaluation of shale gas reservoir by means of an integrated approach to petrophysics and geomechanics for the optimization of hydraulic fracturing: A case study of the Permian Roseneath and Murteree Shale gas reservoirs, Cooper Basin, Australia. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. ELSEVIER, Julio, 2018, nro 58, p.34-58. DOI: [doi.org/10.1016/j.jngse.2018.07.017](https://doi.org/10.1016/j.jngse.2018.07.017)

### 3.8 COMPACTACIÓN DE LOS YACIMIENTOS TIPO SHALE

La compactación de sedimentos se define principalmente como la pérdida de la porosidad debido al aumento del enterramiento, e incluye procesos de compactación mecánica y química<sup>24</sup>.

La compactación mecánica de los sedimentos comienza justo después de su deposición como respuesta al aumento del esfuerzo efectivo. La compactación y evolución resultante de las propiedades de las rocas en esta etapa está influenciada por la mineralogía y los parámetros de textura como el tamaño del grano, la forma del grano y su sorteamiento.

Los sedimentos arcillosos de grano fino muestran una porosidad inicial muy alta (60-80%) dependiendo del tamaño de grano, la mineralogía y el ambiente de deposición. Sin embargo, los shales pierden la mayor parte de su porosidad durante la etapa de compactación mecánica.

A niveles de profundidad mayores cuando la temperatura llega a los 70-80 °C, inicia la compactación química, en la cual a través de reacciones químicas se producen minerales más estables termodinámicamente como la illita y el cuarzo a partir de esmectita o la redistribución de minerales como el cuarzo y la calcita, además esta reacción produce cuarzo y agua como subproductos. El cuarzo producido se precipita como cemento entre los granos o a temperaturas mayores de 90 °C como laminas incipientes entre los minerales de arcilla<sup>25</sup>. A niveles más profundos, cuando la temperatura llegue a los 120 °C, la caolinita también será re-precipitada como illita y cuarzo en presencia de una fuente de potasio.

---

<sup>24</sup> ZADEH, Mohammad; MONDOL, Nazmul y JAHREN, Jens. Compaction and rock properties of Mesozoic and Cenozoic mudstones and shales, northern North Sea. *Marine and Petroleum Geology*. Noruega: Elsevier, Septiembre, 2016, vol.76, p.344-361. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2016.05.024>

<sup>25</sup> THYBERG, Brit y JAHREN, Jens. Quartz cementation in mudstones: sheet-like quartz cement from clay mineral reactions during burial. *Petroleum geoscience*. London: The Geological Society, 2011, vol 17, nro.1, p.53-63. DOI: <http://dx.doi.org/10.1144/1354-079310-028>

Las reacciones mineralógicas mencionadas representan procesos de compactación química y son la razón principal para una mayor consolidación de los shales. Según Perez y Marfurt <sup>26</sup> la compactación química disminuye la porosidad y aumenta la fragilidad de la roca.

Con el fin de analizar el fenómeno de compactación mecánica, Athy en 1930 propuso una serie de leyes que permiten hallar el parámetro de compactación típico para cada tipo de roca.

**3.8.1 Ley de Athy formulada con esfuerzo efectivo.** Athy propuso una disminución exponencial simple de la porosidad en función del esfuerzo efectivo para un tipo de roca dado como se presenta en la tabla 2, solo con una porosidad inicial y un parámetro de compactación k mediante la ecuación (25)

$$\phi = \phi_0 e^{-k\sigma'_z} \quad (25)$$

En la figura 15 se observan las tendencias típicas de compactación para rocas tipo shale, limolita y arenisca con los siguientes parámetros<sup>27</sup>:

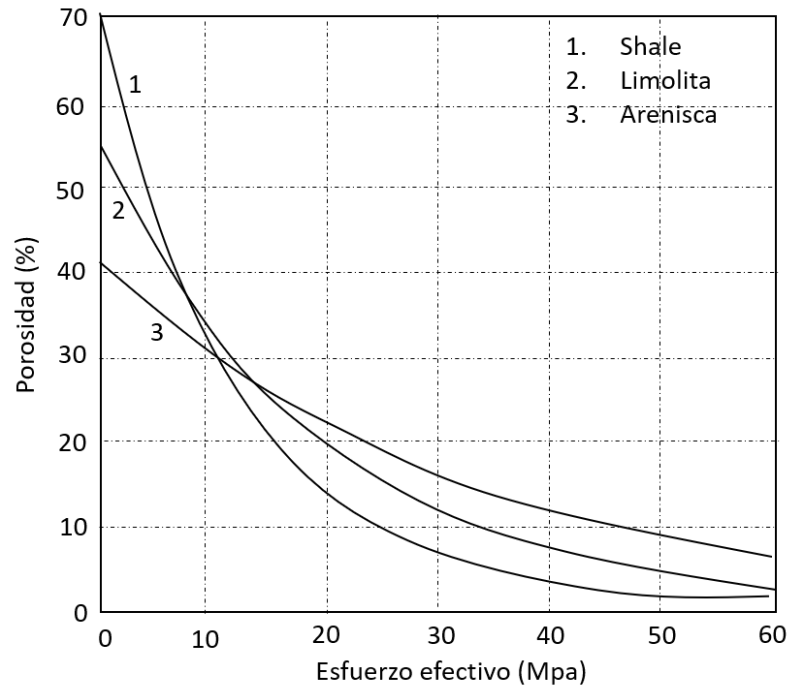
Tabla 2. Parámetros típicos para cada litología según la ley de Athy formulada para esfuerzo efectivo

Tipo de roca	$\Phi_0$	k (MPa <sup>-1</sup> )
Shale	0.7	0.096
Limolita	0.55	0.049
Arenisca	0.41	0.0266

<sup>26</sup> PEREZ, Roderick y MARFURT, Kurt. Mineralogy-based brittleness prediction from surface seismic data: Application to the Barnett Shale. *Interpretation*. Oklahoma: Geoscience, agosto, 2014, vol. 2, nro. 4, p.1-17. DOI: doi.org/10.1190/INT-2013-0161.1

<sup>27</sup> HANTSCHHEL, Thomas y KAUERAUF, Armin. *Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling*. Alemania: Springer, 2009. p.45. ISBN 978-3-540-72317-2

Figura 15. Ley de Athy formulada con esfuerzo efectivo



Fuente: HANTSCHHEL, Thomas y KAUERAUF, Armin. Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling. Alemania: Springer, 2009. P.45. ISBN 978-3-540-72317-2.

Para el shale de estudio se obtuvo la tendencia de compactación en función del esfuerzo efectivo que se observa en la figura 16, la cual es descrita mediante la ecuación (26)

$$\phi = 0.7e^{-0.09*\sigma'_z} \quad (26)$$

Es decir, se tiene una porosidad inicial de 70% y un parámetro de compactación k de 0.09 Mpa<sup>-1</sup>, lo cual se asemeja a los parámetros teóricos para la compactación de un shale planteados por Athy que se observan en la tabla 2.

Esta tendencia obtenida describe de manera acertada la disminución de la porosidad hasta un valor de esfuerzo efectivo de 20 MPa, sin embargo, a mayores

profundidades (y por ende mayor esfuerzo efectivo) no describe de forma correcta la compactación de ese yacimiento, lo cual se puede deber a estratos que corresponden a una litología diferente a la estudiada o a procesos de compactación química.

Figura 16. Compactación de un yacimiento tipo shale según la ley de Athy formulada para esfuerzo efectivo



Fuente: Elaboración propia a partir de registros de poo

**3.8.2 Ley de Athy formulada con profundidad.** La ley de Athy para describir la compactación de las rocas, también puede ser expresada en términos de la profundidad ( $z$ ) como se indica en la ecuación (27).

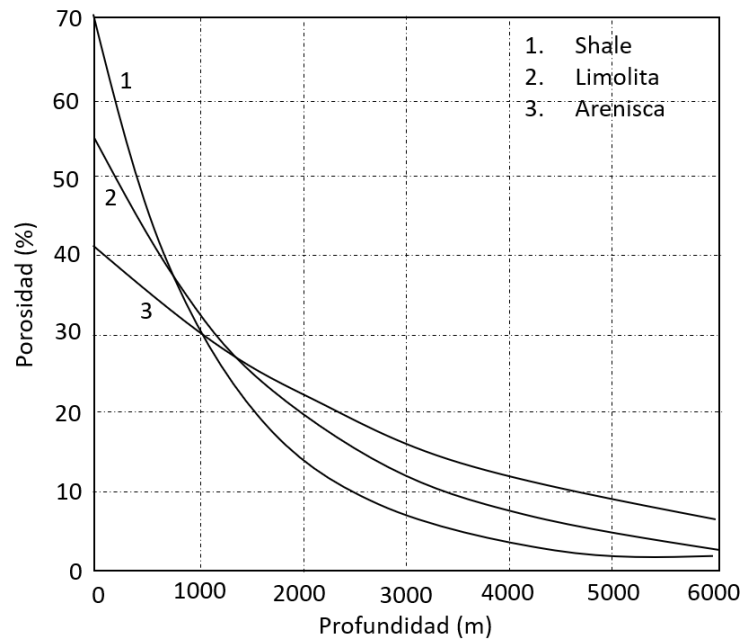
$$\phi = \phi_0 e^{-kz} \quad (27)$$

En la figura 17 se observan las tendencias típicas de compactación planteadas por Athy para rocas tipo shale, limolita y arenisca construidas con los parámetros para cada litología indicados en la tabla 3.

Tabla 3. Parámetros típicos para cada litología según la ley de Athy formulada para profundidad

Tipo de roca	$\Phi_0$	$k$ ( $\text{Km}^{-1}$ )
Shale	0.7	0.83
Limolita	0.55	0.34
Arenisca	0.41	0.31

Figura 17. Ley de Athy formulada con profundidad



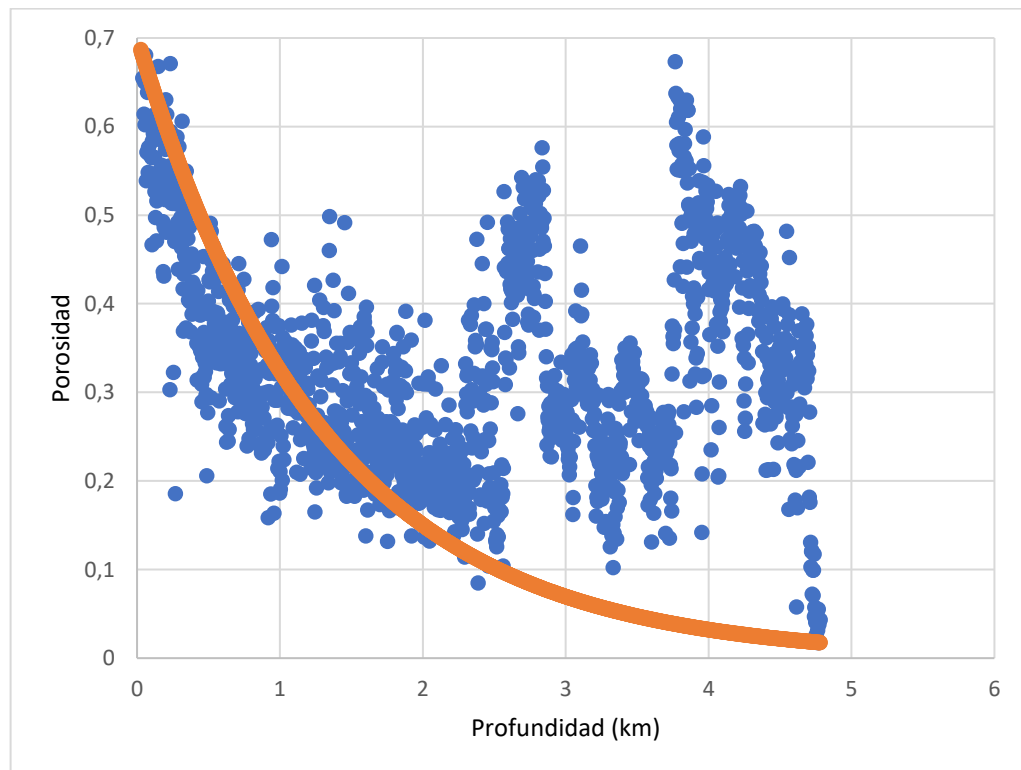
Fuente: HANTSCHER, Thomas y KAUEAUF, Armin. Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling. Alemania: Springer, 2009. P.45. ISBN 978-3-540-72317-2.

Para el shale de estudio se obtuvo la tendencia de compactación en función de la profundidad la cual se observa en la figura 18 y está dada mediante la ecuación (28)

$$\phi = 0.7e^{-0.77*Z} \quad (28)$$

De la ecuación 28 se observa que la porosidad inicial es 0.7 y el parámetro de compactación k tiene un valor de 0.77 km<sup>-1</sup> lo cual es cercano y coherente con las constantes teóricas propuestas por Athy en la tabla 3. Sin embargo, solo brinda valores certeros hasta los 2.6 Km (8530.18 ft), lo cual puede deberse a que a profundidades mayores se tienen formaciones con otros tipos de litología diferente a shale o a que se presente compactación de tipo química.

Figura 18. Compactación de un yacimiento tipo shale según la ley de Athy formulada para profundidad



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de registros de pozo.

**3.8.3 Propiedades de la roca bajo distintos trenes de compactación.** Las propiedades de las rocas frente a las tendencias de profundidad son herramientas importantes para investigar los procesos de compactación durante el enterramiento. Las tendencias de profundidad para la porosidad total y la velocidad de onda P son esenciales para estimar el hundimiento causado por la carga de sedimentos y para los análisis de modelado de cuencas.

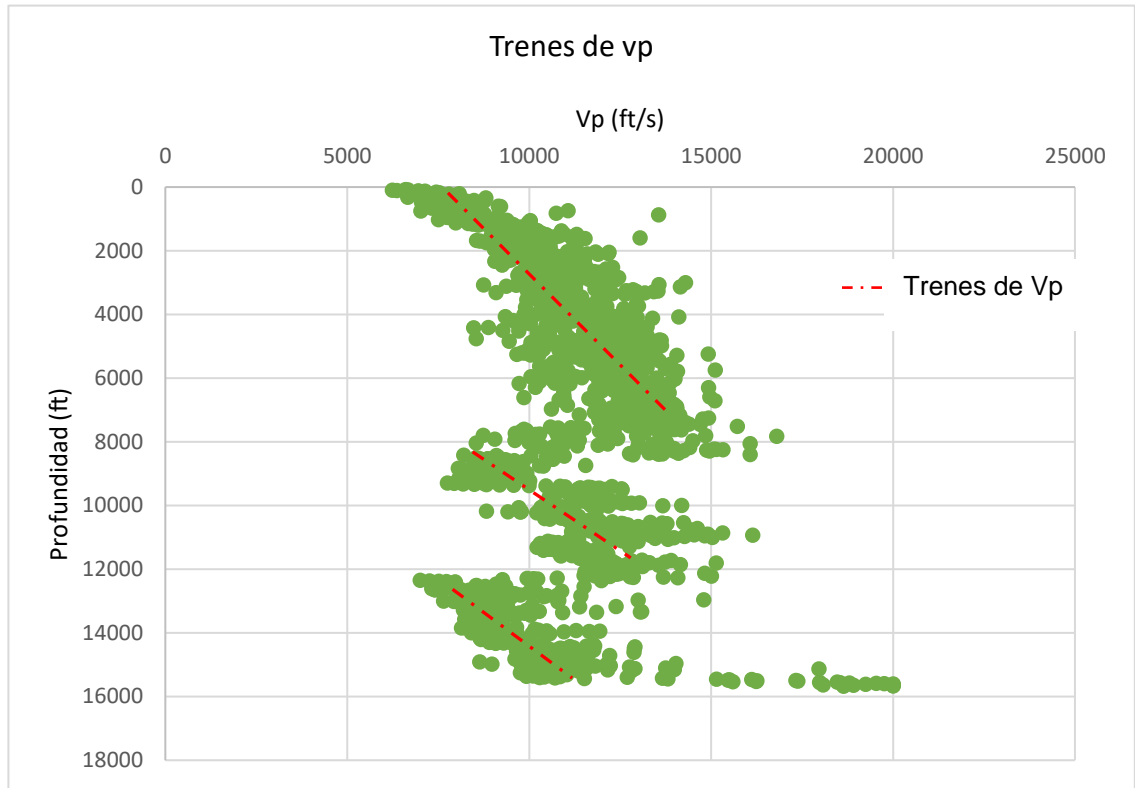
La construcción de tendencias de profundidad normal para los parámetros de física de rocas es útil para detectar anomalías y distinguir sus fuentes. La compactación se considera normal cuando los sedimentos se entierran progresivamente y se encuentran en su profundidad máxima de enterramiento y la presión del fluido de la formación es hidrostática<sup>28</sup>. Por lo tanto, la aplicación de los trenes de profundidad y compactación de la mecánica de rocas puede extenderse a muchos temas, incluido la detección de sobrepresión, modelado de flujo de fluidos y caracterización de yacimientos.

**3.8.3.1 Velocidad de onda P (Vp) en función del enterramiento.** La velocidad de la onda P (Vp) en función de la profundidad para el shale de estudio se muestra en la figura 19, en la cual se observa una tendencia general creciente con la profundidad. Los trenes de Vp (trazados en color rojo) son casi lineales con una profundidad de enterramiento creciente. El tren de Vp aumenta desde la superficie hasta una profundidad de alrededor de 8000 ft. Luego, se observa una tendencia decreciente sutil hasta una profundidad de 9300 ft y a partir de ahí continúa aumentando hasta los 12000 ft donde disminuye de forma abrupta en un corto intervalo para finalmente continuar en aumento hasta la profundidad final.

---

<sup>28</sup> ZADEH, Op.cit., p.350.

Figura 19. Tendencias de Vp en función de la profundidad de enterramiento



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de registro sísmico.

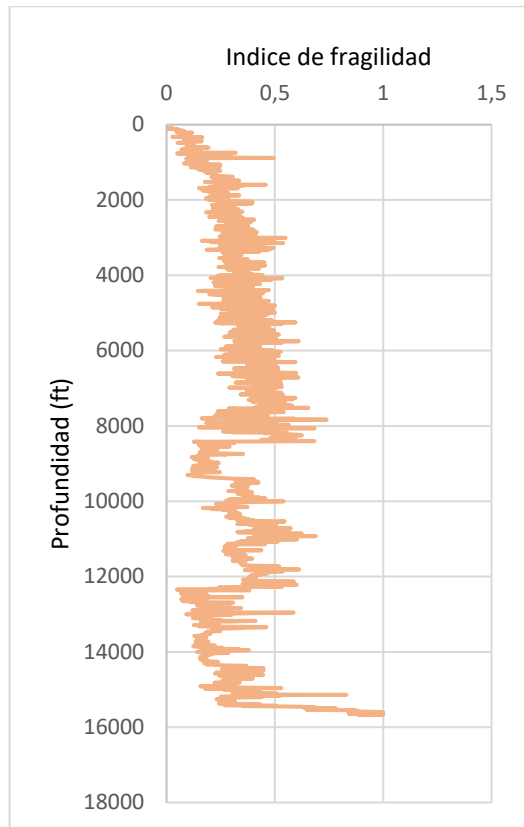
La tendencia decreciente abrupta cercana a los 12000 ft puede considerarse como una zona de transición del dominio de compactación mecánica pura a compactación química dominante. En este rango de profundidad se esperaría tener una temperatura alta ( $> 90\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) la cual corresponde con la temperatura de inicio de las reacciones químicas que conducen a la transformación de minerales de arcilla y la precipitación de cuarzo en el espacio de los poros como cemento. Antes de la zona de transición, la compactación de los sedimentos se rige por un esfuerzo efectivo que en sí mismo es controlado por el esfuerzo de sobrecarga y la presión de poro, mientras que, por debajo de esta zona los procesos de compactación química son los predominantes y se reduce la respuesta de la compactación mecánica<sup>29</sup>.

<sup>29</sup> *Ibíd.*, p. 351.

**3.8.3.2 Índice de fragilidad en función del enterramiento:** En la figura 20 se observa la variación del índice de fragilidad calculado por medio de parámetros elásticos en función de los diferentes trenes de compactación que sufre la roca y que fueron señalados con anterioridad. Claramente la figura 20 evidencia una tendencia general creciente de la fragilidad con respecto al enterramiento, lo cual era de esperarse cuando se analizaron las tendencias de  $V_p$ .

La zona con mayor índice de fragilidad es aquella comprendida entre una profundidad de 6000-8000 ft, lo cual se debe principalmente a la alta compactación de la roca en esa profundidad lo que ocasionó una disminución importante en la porosidad que como se mencionó con anterioridad presenta una relación inversa con la fragilidad. Además, los valores de módulo de Young y relación de Poisson para dicha profundidad resultan ser los óptimos para considerar un shale como frágil, es decir, un módulo de Young alto (entre 40-50 Mpa) y una relación de Poisson baja (entre 0.1 – 0.2).

Figura 20. Índice de fragilidad en función de los trenes de compactación



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de registros de pozo empleados para calcular el índice de fragilidad mediante la ecuación (22).

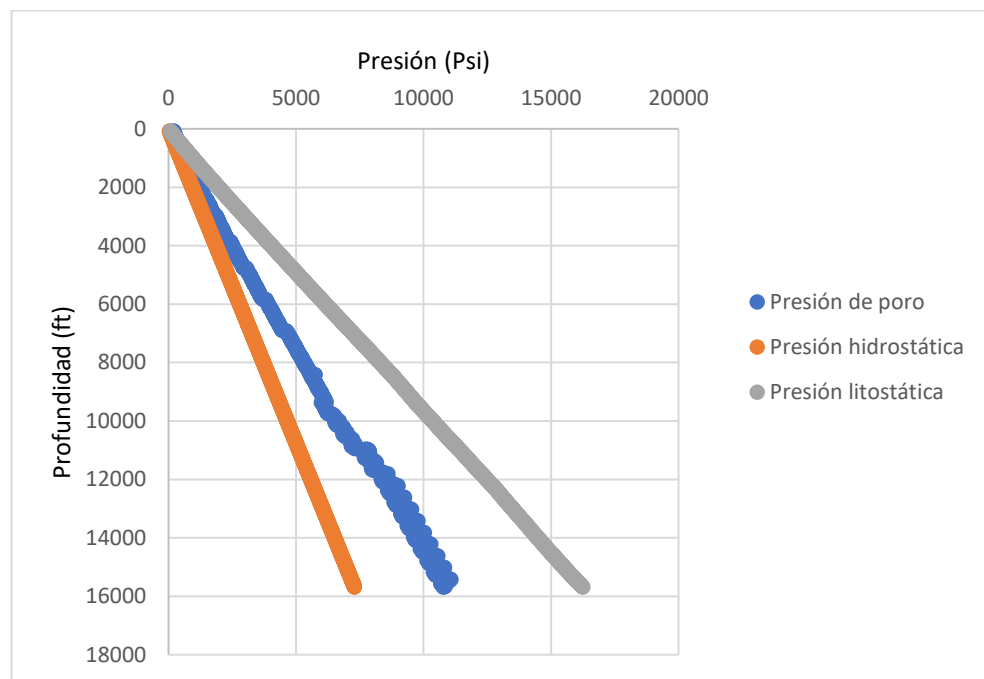
**3.8.3.3 Presión de poro en función del enterramiento.** La presión del fluido por encima de la presión hidrostática ocurre en los shales cuando el proceso de enterramiento es rápido y el fluido de los poros no puede ser expulsado lo suficientemente rápido de la roca debido a la baja permeabilidad, este fenómeno es ampliamente conocido como sobrepresión.

La compactación del shale presentado en la figura 19 es en su mayoría mecánica. Por lo tanto, la compactación de estos sedimentos está directamente controlada por el esfuerzo efectivo. Cuando la expulsión de fluido de poro de un shale compactado

mecánicamente es menor que la compactación (pérdida de porosidad), se genera una sobrepresión y el esfuerzo efectivo se reduce o permanece constante.

Una tendencia de la presión de poro en función del enterramiento puede exhibir el desarrollo de sobrepresión en un yacimiento tipo shale como se observa en la figura 21, donde es notorio su aumento con respecto a la presión hidrostática.

Figura 21. Presión de poro en función del enterramiento



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de registros de pozo.

## 4. FRACTURAS NATURALES EN YACIMIENTOS TIPO SHALE

Durante el tiempo geológico las masas rocosas han sido litificadas y sujetas a una variedad de fuerzas tectónicas y presiones de fluidos. Cuando los esfuerzos, deformaciones y presiones de fluidos aplicadas naturalmente causan fallamiento, la roca se fractura de una manera frágil o semi-frágil. Inicialmente, se desarrollan uno o dos conjuntos de fracturas. Las fracturas en cada uno de los conjuntos iniciales suelen ser planas y paralelas porque fueron causadas por esfuerzos de tensión y presiones hidráulicas<sup>30</sup>. A medida que ocurrieron perturbaciones geológicas posteriores, especialmente eventos orogénicos, se introdujo un conjunto de matrices de fracturamiento mediante esfuerzos de tensión, compresión y de corte.

Las fracturas naturales son un importante espacio de almacenamiento y son el principal canal de filtración de los yacimientos de shale gas, controlando la permeabilidad, migración y enriquecimiento, condiciones del yacimiento y la productividad de los pozos. La producción exitosa de gas en los yacimientos tipo shale ha demostrado que el desarrollo de fracturas naturales en este tipo de yacimientos es beneficioso y un alto grado de desarrollo de fracturas naturales puede permitir que se forme una red de fracturas a gran escala en el proceso de fracturación hidráulica<sup>31</sup>.

### 4.1 TIPOS DE FALLA

En el laboratorio los tipos de falla que puede sufrir una roca se dividen en dos grupos relacionados con su modo de formación: fallas por esfuerzo de corte (cizalladura) que se forman con la cizalladura paralela a la fractura creada y las fallas por

---

<sup>30</sup> HARRISON, Jhon y HUDSON, Jhon. Engineering rock mechanics: part 2 illustrative worked examples. London: Pergamon, 2006. ISBN: 0 08 043010 4.

<sup>31</sup> GU, Yang, *et al.* Developmental characteristics and dominant factors of natural fractures in lower Silurian marine organic-rich shale reservoirs: A case study of the Longmaxi formation in the Fenggang block, southern China. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. ELSEVIER, abril, 2020. Vol. 192. p.1-14. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107277>

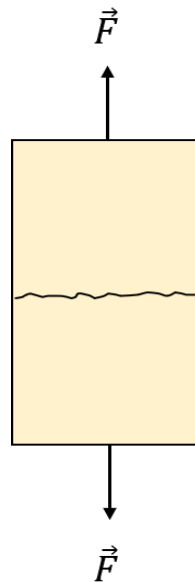
esfuerzos de tracción que se forman por esfuerzo de tensión perpendicular a la fractura creada.

**4.1.1 Fallas por tensión.** La falla por tensión ocurre cuando el esfuerzo de tensión efectivo en algún plano de la muestra excede un límite crítico. Este límite se llama la resistencia a la tensión, la cual es una propiedad característica de la roca.

La mayoría de las rocas sedimentarias tienen una resistencia a la tensión bastante baja, típicamente solo unos pocos MPa. De hecho, es una aproximación estándar para varias aplicaciones tomar este valor como cero.

Una muestra que sufre una falla por tensión típicamente se divide a lo largo de uno, o muy pocos, planos de fractura como se observa en la figura 22, por lo tanto, la falla por tensión es un proceso altamente localizado<sup>32</sup>.

Figura 22. Falla por tensión



Fuente: Elaboración propia.

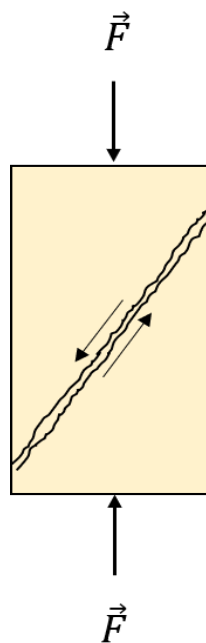
---

<sup>32</sup> FJAR, Op.cit., p.61.

Las fracturas por tensión se forman perpendiculares al esfuerzo principal mínimo y bajo esfuerzos diferenciales relativamente bajos, cuando el valor de esfuerzo principal mínimo después del ajuste por la presión de poro (esfuerzo efectivo local) resulta de tensión. Este tipo de fracturas existen naturalmente y se les conoce como grietas.

**4.1.2 Fallas de corte:** La falla de corte ocurre cuando el esfuerzo de corte a lo largo de algún plano en la muestra es suficientemente alto. Eventualmente, una zona de falla se desarrollará a lo largo del plano de falla, y los dos lados del plano se moverán con relación al otro en un proceso de fricción, como se muestra en la figura 23.

Figura 23. Falla de corte



Fuente: Elaboración propia.

## 4.2 CRITERIOS DE FALLA

Un criterio de falla específico es aplicado con el fin de comprender los fenómenos de fallamiento que ocurren en diferentes materiales. Según Aadnoy<sup>33</sup> mientras que algunos materiales como la arena fallan al cortarse, otros, como la arcilla, pueden fallar debido a deformación plástica.

Los criterios de falla se utilizan generalmente para crear envolventes de falla, separando regiones seguras y falladas por lo cual se han desarrollado muchos criterios empíricos para predecir las fallas de rocas y formaciones. Algunos de estos criterios son el de Mohr-Coulomb y Drucker-Prager.

**4.2.1 Criterio de falla Mohr- Coulomb.** Un criterio general y de uso frecuente para determinar si una roca falla bajo ciertos esfuerzos es el criterio de falla Mohr-Coulomb, el cual se basa en el supuesto de que el esfuerzo efectivo cortante crítico ( $\tau_{max}$ ) es una función lineal del esfuerzo normal efectivo ( $\sigma'$ ) que actúa sobre el plano de falla como se observa en la ecuación (29).

$$|\tau| = S_0 + \mu\sigma' \quad (29)$$

Donde:

$\mu$ : coeficiente de fricción interna

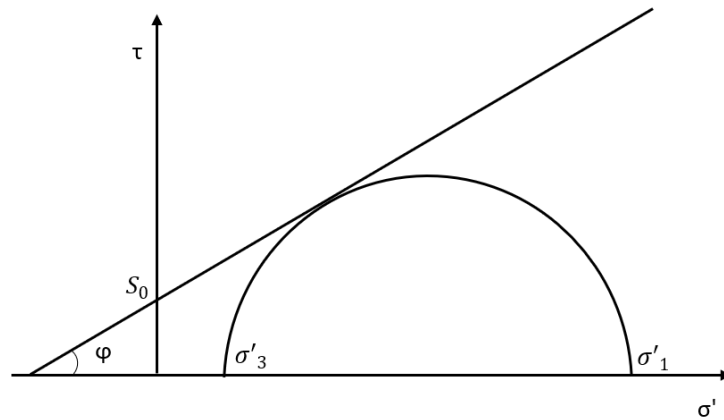
$S_0$ : resistencia al corte inherente (también llamada cohesión del material)

En la figura 24 se encuentra representado el criterio Mohr- Coulomb, y un círculo de Mohr que toca la línea de falla. El ángulo  $\varphi$  definido en la figura es el ángulo de fricción interna el cual se relaciona con el coeficiente de fricción interna como fue definido con anterioridad.

---

<sup>33</sup> AADNOY, Bernt y LOOYEH, Reza. Petroleum rock mechanics: Drilling operations and well design. USA: Elsevier, 2011. p.53. ISBN: 978-0-12-385546-6.

Figura 24. Criterio de falla Mohr-Coulomb



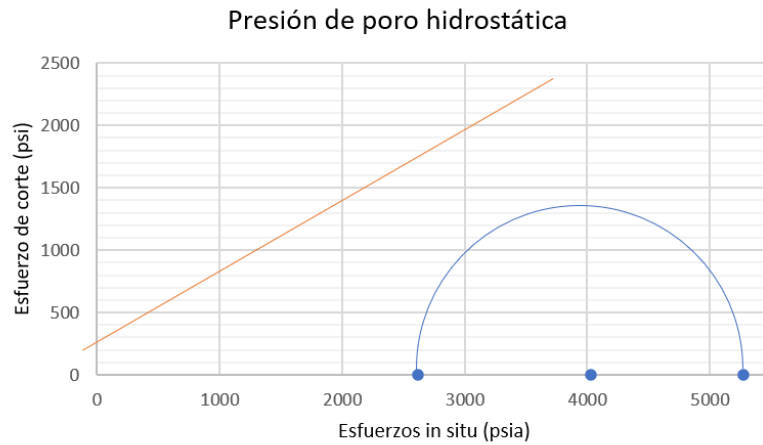
Fuente: Elaboración propia.

Los esfuerzos principales máximo y mínimo se pueden determinar de acuerdo con el régimen de esfuerzos presentes en el yacimiento, por ejemplo, si un yacimiento tiene régimen de esfuerzo normal se tiene que  $\sigma_v > \sigma_H > \sigma_h$  esto significa que el esfuerzo principal máximo es  $\sigma_v$  y el esfuerzo principal mínimo es  $\sigma_h$ , por lo cual se puede dibujar el círculo de Mohr, mientras que el ángulo de fricción de interna dependerá del tipo de roca. Como la cohesión no se puede medir físicamente a partir de experimentos, generalmente se usa la resistencia a la compresión no confinada (UCS) para expresar la resistencia de la roca. En el círculo de Mohr, UCS se expresa como el valor de  $\sigma'_1$  cuando  $\sigma'_3$  es igual a cero.

El proceso de fallamiento de la roca está estrechamente relacionado con la presión de poro en términos del esfuerzo efectivo, el cual es expresado como la diferencia entre el esfuerzo principal y la presión de poro. Por lo cual, incrementar la presión de poro resultará en un círculo de Mohr movido a la izquierda e incrementará la oportunidad para interceptar la envolvente de falla como se observa en las figuras 25 y 26. En estas figuras se evidencia que para una misma profundidad y mismos esfuerzos insitu incrementar la presión de poro hará que la roca falle. Esto significa

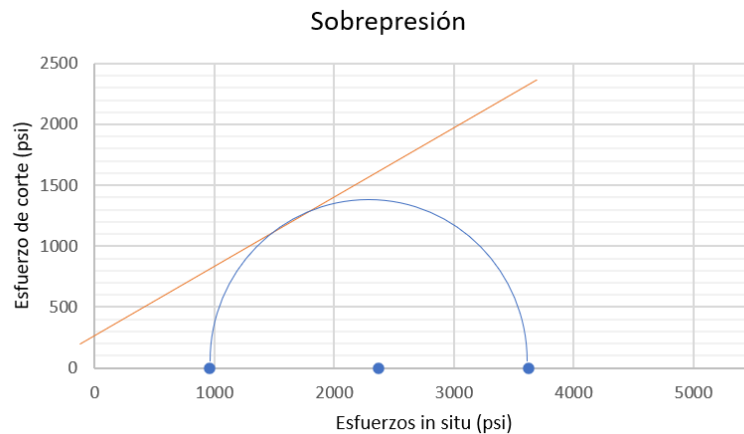
que la fractura puede ser generada o activada durante el proceso de incremento de presión de poro<sup>34</sup>.

Figura 25. Círculo de Mohr a presión de poro normal



Fuente: Elaboración propia

Figura 26. Efecto de la sobrepresión en el círculo de Mohr



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de registros de pozo.

<sup>34</sup> ZHU, Yixuan y CARR, Timothy. Estimation of Fracability of the Marcellus Shale: A case study from the MIP3H in Monongalia County, West Virginia, USA. *SPE paper*. Pennsylvania: Octubre, 2018.

**4.2.2 Criterio de falla Drucker-Prager:** El criterio de Drucker-Prager es un modelo dependiente de la presión que determina si un material ha sobrepasado el límite elástico.

Al igual que el criterio de Mohr-Coulomb tiene en cuenta parámetros como la cohesión y ángulo de fricción interna, sin embargo; a diferencia de Mohr-Coulomb sí tiene en cuenta el esfuerzo principal intermedio  $\sigma_2$  y se representa con la ecuación (30).

$$\sqrt{J_2} = k + \alpha J_1 \quad (30)$$

Donde:

$J_2$  : Segundo esfuerzo deviatorio invariante

$J_1$  : Primer esfuerzo invariante

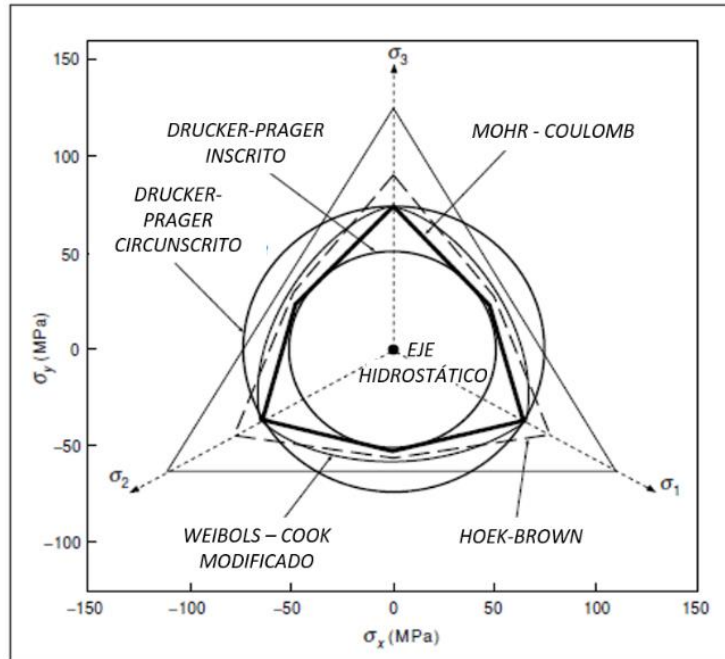
$\alpha$  y  $k$  : Constantes que dependen del material,  $\alpha$  está relacionado con la fricción interna del material y  $k$  con la cohesión del material. De esta forma, el criterio de Drucker-Prager se puede comparar con el criterio de Mohr-Coulomb<sup>35</sup>.

Al comparar el criterio de Drucker-Prager con Mohr-Coulomb, surgen dos versiones; un criterio de límite externo (o Drucker- Prager circunscrito) y un criterio de límite interno (o Drucker-Prager inscrito) como se observa en la figura 27.

---

<sup>35</sup> ZOBACK, Reservoir geomechanics, Op.cit., p.102.

Figura 27. Criterios de falla



Fuente: Modificado de ZOBACK, Mark. Reservoir geomechanics. New York: Cambridge University Press, 2007. p.94. ISBN: 978-0-521-77069-9

El criterio de Drucker-Prager inscrito es obtenido cuando  $\alpha$  y  $k$  se calculan de acuerdo con las ecuaciones<sup>36</sup> (31) y (32).

$$\alpha = \frac{3 \sin \varphi}{\sqrt{9+3(\sin \varphi)^2}} \quad (31)$$

$$k = \frac{3 C_0 \cos \varphi}{2\sqrt{q} \sqrt{9+3(\sin \varphi)^2}} \quad (32)$$

Donde  $\varphi$  es el ángulo de fricción interna y  $C_0$  la cohesión.

Por su parte, el criterio de Drucker-Prager circunscrito se obtiene cuando  $\alpha$  y  $k$  se calculan de acuerdo con las ecuaciones<sup>37</sup> (33) y (34).

<sup>36</sup> *Ibíd.*, p.102.

<sup>37</sup> *Ibíd.*, p.103.

$$\alpha = \frac{6 \sin \varphi}{\sqrt{3}(3-\sin \varphi)} \quad (33)$$

$$k = \frac{\sqrt{3} C_0 \cos \varphi}{\sqrt{q} (3-\sin \varphi)} \quad (34)$$

### 4.3 TIPOS DE FRACTURAS Y FALLAS EN YACIMIENTOS DE SHALE GAS

De acuerdo con Zoback y Kholi<sup>38</sup> en los yacimientos no convencionales tipo shale se destacan cuatro tipos distintos de fracturas y fallas. Primero, las fracturas de apertura vertical; segundo, fracturas y fallas a pequeña escala; tercero, fallas a escala de plataforma y cuarto, fracturas de estratificación.

**4.3.1 Fracturas de apertura.** Las fracturas cercanas al modo de apertura vertical (o modo 1) son fracturas ortogonales a la estratificación y en algunos casos se pueden encontrar llenas de calcita en rocas tipo shale. Estas fracturas pueden limitarse o no a un estrato individual y a veces, puede cruzar los límites de estratificación múltiple.

Las fracturas verticales en modo 1 son causadas por presiones transitorias de poro que exceden temporalmente la magnitud local del esfuerzo horizontal mínimo<sup>39</sup>. En otras palabras, se forman a través de un proceso transitorio de fracturación hidráulica natural para aliviar la presión de poro que se acumula más rápido durante la compactación y maduración de lo que se puede disipar a través del flujo de fluido. De acuerdo con lo anterior, este tipo de fracturas se propagan de manera perpendicular al esfuerzo horizontal mínimo ( $S_{hmin}$ ) y paralelas al esfuerzo horizontal máximo ( $S_{Hmáx}$ ).

---

<sup>38</sup> ZOBACK, Unconventional reservoir geomechanics, Op. cit., p. 211.

<sup>39</sup> ENGELDER, Terry y FISCHER, Mark. Influence of poroelastic behavior on the magnitude of minimum horizontal stress,  $S_h$ , in overpressured parts of sedimentary basin. *Geology*. Pennsylvania: octubre, 1994, vol.22, nro.10, p. 949-952. DOI: 10.1130/0091-7613(1994)022<0949:IOPBOT>2.3.CO

La alta presión de poro generada durante procesos de fracturamiento hidráulico a menudo puede producir fracturas en modo apertura que se deslizan en el corte, por lo tanto, una fractura de modo 1 que se formó naturalmente en algún momento del tiempo geológico, podría hacerse deslizar por el proceso de estimulación hidráulica.

**4.3.2 Fallas a pequeña escala.** El segundo tipo de fractura y falla de interés en yacimientos tipo shale son las fallas de escala relativamente pequeña, las cuales suelen ser muy comunes en afloramientos de la formación Vaca Muerta en Argentina, en la cual se evidencian zonas con pocos centímetros de deslizamiento normal (bloque colgante hacia abajo) y fallas de cizallamiento horizontal que pueden constituir importantes canales de flujo en este tipo de yacimientos de baja permeabilidad.

**4.3.3 Fallas a escala de plataforma.** El tercer tipo de fractura y falla importante son las relativamente grandes, fallas que se suelen conocer como fallas a escala de plataforma porque son lo suficientemente grandes como para afectar la estimulación de múltiples pozos en una plataforma de perforación.<sup>40</sup> En este tipo de falla se destacan dos elementos estructurales distintos: el núcleo de la falla donde se localiza el deslizamiento y una zona de daño mucho más amplia que contiene numerosas fracturas macroscópicas que se extienden por varios metros desde el núcleo de la falla.

Debido a alteraciones mecánicas y químicas en la roca, el núcleo de la falla puede ser relativamente impermeable, mientras que la amplia zona de daño consiste en una concentración de fallas a menor escala que probablemente sean conductos para el flujo paralelo a la tendencia de la falla principal. Otro aspecto importante de las zonas de daño por fallas permeables es cómo pueden afectar las operaciones

---

<sup>40</sup> ZOBACK, Unconventional Reservoir Geomechanics, Op. cit., p. 217.

de fracturamiento hidráulico puesto que se ha observado que eventos microsísmicos se propagan rápidamente a lo largo de las zonas de fallas preexistentes<sup>41</sup>.

**4.3.4 Fracturas de estratificación.** Son fisuras a lo largo de los estratos sedimentarios que no solo proporcionan un buen espacio de almacenamiento para el gas de los yacimientos tipo shale, sino que también mejoran la permeabilidad del yacimiento y son canales de migración eficaces.

#### **4.4 CONDICIONES PARA LA FORMACIÓN DE FRACTURAS NATURALES**

Hay muchos factores dominantes que afectan el desarrollo de fracturas en los yacimientos tipo shale, los cuales generalmente incluyen factores estructurales y factores no estructurales<sup>42</sup>.

**4.4.1 Factores estructurales.** Los factores estructurales son los factores externos del desarrollo de la fractura, que están influenciados por esfuerzos tectónicos como esfuerzos de tensión, esfuerzos de extrusión y esfuerzos de corte. Cuando el esfuerzo aplicado sobre la roca es mayor que su resistencia, la roca comienza a fracturarse.

**4.4.2 Factores no estructurales.** Los factores no estructurales son los factores internos del desarrollo de fracturas, por ejemplo, la composición, el contenido de minerales, las propiedades mecánicas de la roca, el contenido de materia orgánica y la compactación que ha sufrido la roca.

---

<sup>41</sup> FARGHAL, Noah y ZOBACK, Mark. Identification of slowly slipping faults in the Barnett Shale utilizing ant tracking. *SEG Technical Program Expanded Abstracts*. USA: 2015, vol.34, p. 4919-4923. DOI: <https://doi.org/10.1190/segam2015-5811224.1>

<sup>42</sup> YANG, Gu, *et al.* Developmental characteristics, and dominant factors of natural fractures in lower Silurian marine organic-rich shale reservoirs: A case study of the Longmaxi formation in the Fenggang block, southern China. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2020, vol 192. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107277>

**4.4.2.1 Composición y contenido mineral.** La composición mineral de los shales afecta no solo las propiedades mecánicas de la roca, sino que también afecta directamente la microestructura de la roca y el desarrollo de la fractura. Cuando el contenido de minerales frágiles como el cuarzo, la calcita, feldespato y pirita es alto, la resistencia a la tensión del yacimiento se reduce y las fracturas naturales se forman fácilmente bajo tensión, mientras que el aumento de contenido arcilloso reducirá la fragilidad de la roca e inhibirá la generación de fracturas.

**4.4.2.2 Contenido de materia orgánica.** Durante el proceso de generación de hidrocarburos en el shale rico en materia orgánica, se producen una gran cantidad de poros orgánicos y fracturas. Lo anterior se debe a que a medida que avanza la evolución térmica se generarán sustancias ácidas que formarán fracturas por la disolución de minerales. Además, una mayor cantidad de gas formado aumentará la presión interna del yacimiento lo que conducirá a la fractura de la roca. Sin embargo, luego de la generación de hidrocarburos, un TOC alto como se evidenció con anterioridad generará una respuesta dúctil en el yacimiento debido a su relación inversa con el índice de fragilidad.

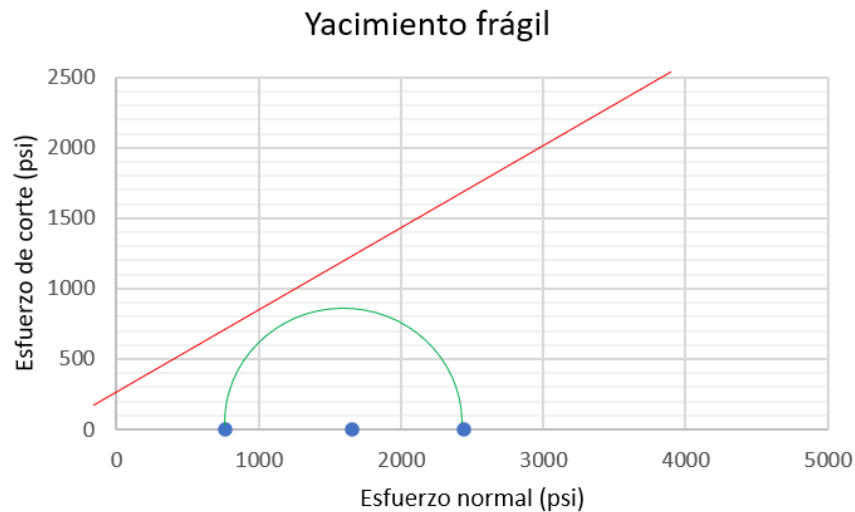
**4.4.2.3 Propiedades mecánicas.** Rocas sometidas a las mismas condiciones de esfuerzo presentan desarrollos de fractura diferente puesto que como se ha comprobado, los shales con una relación de Poisson más baja y un módulo de Young más alto tienen una mayor fragilidad y menor resistencia a la tensión, lo que permite que las fracturas se formen más fácilmente.

**4.4.2.4 Compactación.** Durante el proceso de enterramiento de la roca, ésta puede sufrir compactación mecánica y química, las cuales generan presiones de poro elevadas que permiten de acuerdo con la teoría de falla Mohr-Coulomb que se aumente la probabilidad de falla en una roca.

La evaluación en conjunto de los factores estructurales y no estructurales mencionados es clave para determinar si el yacimiento se encuentra o no fracturado.

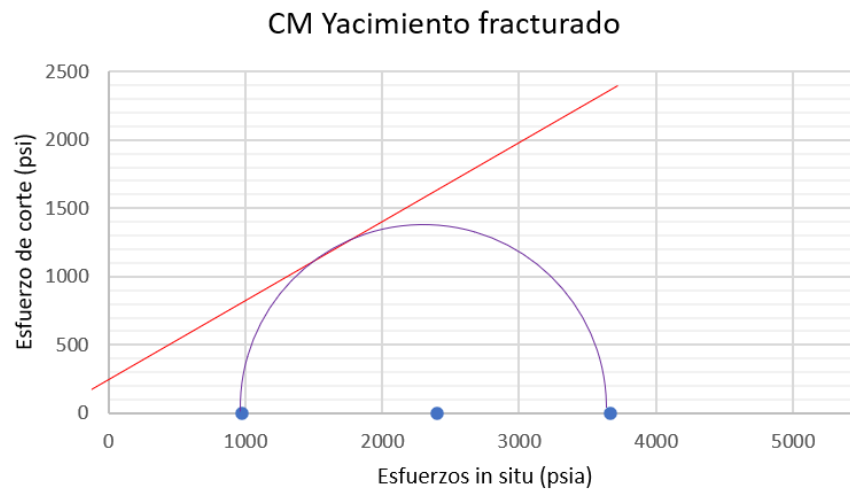
En la figura 28 se encuentran graficados los esfuerzos insitu de una zona con índice de fragilidad de 60% ubicada a 5220 ft perteneciente al shale objeto de estudio. Como se evidencia claramente, a pesar de que es una zona considerada muy frágil, la roca no se encuentra fracturada puesto que las condiciones de esfuerzos efectivo in situ no son suficientes para interceptar la envolvente de falla propuesta por Mohr-Coulomb. Mientras que en la figura 29 se presenta un escenario ubicado a 8390 ft con un conjunto de factores favorable para el fracturamiento de un yacimiento como lo es la sobrepresión, la alta diferencia entre esfuerzos insitu y una buena fragilidad de la roca de aproximadamente 50%, lo que da como resultado el origen de una fractura.

Figura 28. Círculo de Mohr zona frágil



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de registros de pozo.

Figura 29. Circulo de Mohr para zona fracturada



Fuente: Elaboración propia a partir de datos de registro de pozo.

#### 4.5 PROPAGACIÓN DE FRACTURAS NATURALES

Para analizar la propagación de fracturas se debe introducir el concepto de fracturas hidráulicas naturales, el cual se emplea para referirse a aquellas fracturas naturales que son formadas en condiciones in situ caracterizadas por una presión de poro que excede el esfuerzo principal mínimo. Secor<sup>43</sup> introdujo el concepto de restricción de volumen sobre el crecimiento de la fractura, es decir, que el volumen de fluido dentro de la fractura es en todo momento igual al volumen de la fractura.

A diferencia de las fracturas hidráulicas inducidas en las que el crecimiento de la fractura está controlado por la velocidad a la que se inyecta el fluido a través de un pozo, un proceso de fracturamiento hidráulico natural es impulsado por el fluido que busca liberar la sobrepresión a la que ha sido sometido durante los trenes de compactación.

<sup>43</sup> SECOR, Donald. Role of fluid pressure in jointing. *American Journal of Science*. USA: Octubre, 1965, vol.263, nro. 8, p.633-646. DOI: 10.2475/ajs.263.8.633

El crecimiento de una fractura natural consiste en numerosos pequeños episodios de propagación<sup>44</sup>. Durante un episodio de este tipo, la presión del fluido interno cae y la fractura se detiene cuando la presión alcanza un valor crítico asociado con la longitud de la fractura. Luego, debido a un proceso difusivo, el fluido de los poros entra a la fractura, lo que provoca un aumento de presión y conduce a otro episodio de propagación de la fractura. En este escenario propuesto por Secor, el crecimiento de la fractura se ralentiza de manera progresiva y finalmente se detiene, a medida que la tasa de volumen de fluido proporcionado por la roca disminuye con el tiempo.

Sin embargo, la propagación de la fracturación hidráulica natural no solo está controlada por la presión del fluido, sino también por la competencia entre la disipación de la sobrepresión (a través del flujo de fluidos) y la velocidad de sedimentación que pueden causar que en algunos casos la fractura pueda iniciarse, pero no propagarse o que se inicie en la interfaz entre dos estratos sin propagarse significativamente<sup>45</sup>.

Otros factores que han demostrado influir en la propagación de las fracturas son la fuerte compresión tectónica horizontal la cual no es favorable para que las fracturas logren atravesar planos de estratificación en yacimientos tipo shale y el ángulo de inclinación de los estratos el cual puede ocasionar desviación, desplazamiento y contención del crecimiento de la fractura<sup>46</sup>.

---

<sup>44</sup> BERCHENKO, Ilya; DETOURNAY, Emmanuel y CHANDLER, Neil. Propagation of natural hydraulic fractures. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. USA: Abril, 1997, vol. 34, nro.3-4, paper No.63. DOI: [https://doi.org/10.1016/S1365-1609\(97\)00189-5](https://doi.org/10.1016/S1365-1609(97)00189-5)

<sup>45</sup> OURAGA, Zady; GUY, Nicolás; POUYA, Amade. Modeling of natural fracture propagation under sedimentation. *American Rock Mechanics Association*. Texas: Junio 2016

<sup>46</sup> SHAN, Qinglin, *et al.* Experimental and numerical investigations on the vertical propagation of hydraulic fractures in laminated shales. *Journal of Geophysics and Engineering*. USA: Agosto, 2020, vol.15, nro.4, p.1729-1742. Disponible en <https://bibliotecavirtual.uis.edu.co:2236/10.1088/1742-2140/aac12f>

## 5. SIMULACIÓN NUMÉRICA

Para evaluar la formación de fracturas naturales se realiza la construcción de un modelo de un solo pozo inyector, haciendo uso de datos de campo encontrados en la literatura para yacimientos tipo shale gas que se han desarrollado en los últimos años. La información empleada es obtenida a partir de artículos que contienen datos geológicos, geomecánicos, petrofísicos y de fluidos que permiten construir un correcto modelo conceptual que permita estudiar de manera certera la formación de fracturas bajo las condiciones de compactación que sufre la roca a medida que aumenta su enterramiento. Por su parte, los valores de esfuerzos insitu se obtuvieron a partir de registros geofísicos que pertenecen a información confidencial.

### 5.1 MODELO CONCEPTUAL PARA EL FLUJO DE FLUIDOS

El modelo a desarrollar busca estudiar la influencia del proceso de compactación en la matriz de la roca para que se generen fracturas naturales, por tal razón se utiliza un modelo de porosidad simple; sin embargo, los yacimientos no convencionales tipo shale gas se caracterizan por ser muy heterogéneos por lo que se hace necesario la creación de diferentes tipos de roca.

El sistema de porosidad simple considera que el yacimiento solo tiene a la matriz como medio poroso, en este tipo de simulación las fracturas naturales no existen o no tienen mayor influencia en el desarrollo del yacimiento, lo cual permite modelar un yacimiento tipo shale gas antes de la formación de fracturas naturales.

**5.1.1 Construcción del modelo.** El modelo a evaluar se construyó empleando el simulador composicional y de yacimientos no convencionales, GEM, de la suite de Computer Modelling Group (CMG) 2019<sup>47</sup> con el propósito de hacer uso del módulo

---

<sup>47</sup> Licencia oficial bajo convenio con la Universidad Industrial de Santander.

de geomecánica que ha sido incorporado recientemente y que consta de submódulos que permiten estudiar cambios en los esfuerzos efectivos principales para así evaluar la formación de fracturas naturales causadas por aumentos de presión teniendo en cuenta el criterio de falla Mohr-Coulomb.

**5.1.2 Generalidades del yacimiento:** El enmallado creado consta de 10 celdas en dirección i, 10 celdas en dirección j y 10 en dirección k, para una longitud de 1000 ft en las direcciones i y j, y de 300 ft en la dirección k, asimismo se le asignaron propiedades a la matriz de la roca como se observa en la tabla 4.

Tabla 4. Características del yacimiento

PARÁMETROS	VALOR
Porosidad de la matriz	0.03 – 0.06
Permeabilidad de la matriz en las direcciones i y j	0.001 mD
Permeabilidad de la matriz en dirección k	0.0001 mD
Compresibilidad de la roca	1E-06 1/psi
Temperatura de la formación	210 °F
Tope de la formación	7000 ft

Fuente: Elaboración propia a partir de AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos: Pozo Infantas -1613. Colombia. 2012. p.60.

**5.1.3 Componentes del gas:** Con el propósito de crear un modelo sencillo, el gas a modelar será metano (CH<sub>4</sub>) puro, debido a que es el componente principal en los depósitos de gas seco.

**5.1.4 Asignación de datos de adsorción del gas:** Como se mencionó en el capítulo 2, en los yacimientos tipo shale, se presenta el fenómeno de adsorción del gas, por lo cual se hace uso de las palabras clave \*ADGCSTC y \*ADGMAXC que controlan el modelado de la adsorción de un componente en fase gaseosa a la roca

del yacimiento. Estas palabras clave se proporcionan para permitir que los datos de adsorción se ingresen como una tabla para cada componente adsorbido<sup>48</sup>. Los datos se obtienen normalmente a través de mediciones de laboratorio con muestras de núcleos. En GEM, estos datos se utilizan para predecir la adsorción de componentes utilizando una regla de mezcla.

El modelado se logra gracias a la isoterma de Langmuir extendida para la adsorción de componentes, la cual está dada por la ecuación<sup>49</sup> (35).

$$\omega_i = \frac{\omega_{i,max} B_i y_{ig} p}{1 + p \sum_j B_j y_{ig}} \quad (35)$$

Donde:

$\omega_i$ : Moles del componente “i” adsorbido por unidad de masa o roca

$B_i$ : Constante de Langmuir para el componente “i”

$\omega_{i,max}$ : moles máximos de componente adsorbido “i” por unidad de masa de roca

$p$ : presión

$y_{ig}$ : fracción molar del componente adsorbido “i” en la fase gaseosa.

Los datos<sup>50</sup> empleados para modelar el fenómeno de adsorción se presentan a continuación:

- ✓ Masa máxima adsorbida (CH<sub>4</sub>) – Matriz (ADGMAXC): 0.1 gmole/lb
- ✓ Constante de adsorción de Langmuir (CH<sub>4</sub>) – Matriz (ADGCSTC): 0.002 1/psi

---

<sup>48</sup> COMPUTER MODELLING GROUP Ltda, GEM Simulador composicional y de yacimientos no convencionales. Manual para el usuario. 2019

<sup>49</sup> HALL, Fe. *et al.* Adsorption of pure methane, nitrogen, and carbon dioxide and their binary mixtures on wet fruitland coal. En: *SPE 19194*. Charleston: SPE Eastern Regional Conference & exhibition, noviembre, 1994.

<sup>50</sup> COMPUTER MODELLING GROUP Ltda., Modelling of shale, tight oil and gas reservoir. Tutorial. p. 9. 2019.

**5.1.5 Tablas de permeabilidades relativas:** En los cuadro 5 , 6 y 7 se observan los datos<sup>51</sup> empleados para la construcción de las curvas de permeabilidades relativas del yacimiento shale gas objeto de estudio para los tres tipos de roca considerados.

Cuadro 5. End points para el tipo de Roca 1

<b>End point</b>	<b>Valor</b>
SWCON	0.3515
SWCRIT	0.3515
SOIRW	0.3
SORW	0.3
SOIRG	0.4
SORG	0.4
SGCON	0.03
SGCRIT	0.03
KROCW	1
KRWIRO	0.3
KRGCL	0.5
Exponente para K <sub>rw</sub>	3
Exponente para K <sub>row</sub>	3
Exponente para K <sub>rog</sub>	4
Exponente para K <sub>rgcl</sub>	3

---

<sup>51</sup> Ibíd., p.10.

Cuadro 6. End points para el tipo de roca 2

<b>End point</b>	<b>Valor</b>
SWCON	0.2
SWCRIT	0.2
SOIRW	0.2
SORW	0.2
SOIRG	0.05
SORG	0.05
SGCON	0.05
SGCRIT	0.05
KROCW	0.8
KRWIRO	0.8
KRGCL	0.8
Exponente para $K_{rw}$	2.0
Exponente para $K_{row}$	2.0
Exponente para $K_{rog}$	2.0
Exponente para $K_{rgcl}$	2.0

Cuadro 7. End points para el tipo de roca 3

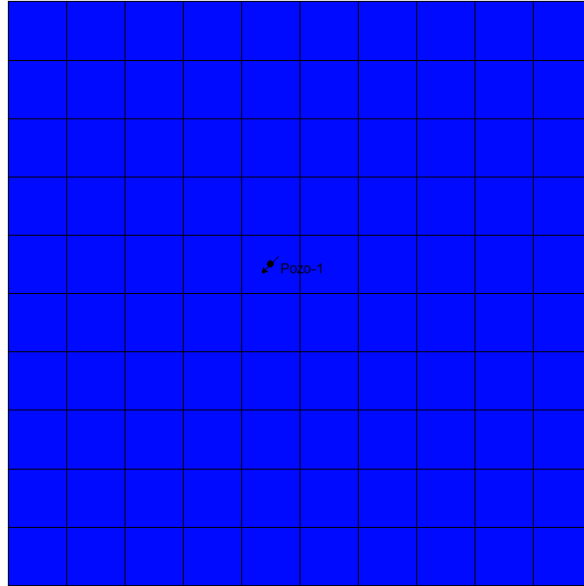
End point	Valor
SWCON	0.3
SWCRIT	0.35
SOIRW	0.2
SORW	0.2
SOIRG	0.3
SORG	0.3
SGCON	0.05
SGCRIT	0.05
KROCW	0.35
KRWIRO	0.6
KRGCL	0.4
Exponente para K <sub>rw</sub>	3
Exponente para K <sub>row</sub>	5
Exponente para K <sub>rog</sub>	2
Exponente para K <sub>rgcl</sub>	3

**5.1.6 Información del pozo inyector:** Para representar el flujo de fluidos se construyó un modelo de porosidad simple, que cuenta con la perforación de un pozo inyector, con el objetivo de simular el proceso de aumento de presión al que se ve sometida la roca durante el proceso de compactación, en el cual ocurre el fenómeno de sobrepresión, para lo cual se plantearon tres escenarios, un modelo con un pozo inyector vertical, un modelo con un pozo inyector horizontal en la primera capa para simular aumento en la presión de sobrecarga y un pozo inyector inclinado. Lo anterior con el fin de determinar cuál es el mejor escenario para lograr contactar una mayor área en el yacimiento.

El pozo vertical presentado en la figura 30, se encuentra perforado en dirección k y cuenta con la siguiente localización:

- ✓ Dirección i: celda 5
- ✓ Dirección j: celda 5
- ✓ Dirección k: celdas 1-10

Figura 30. Ubicación del pozo vertical

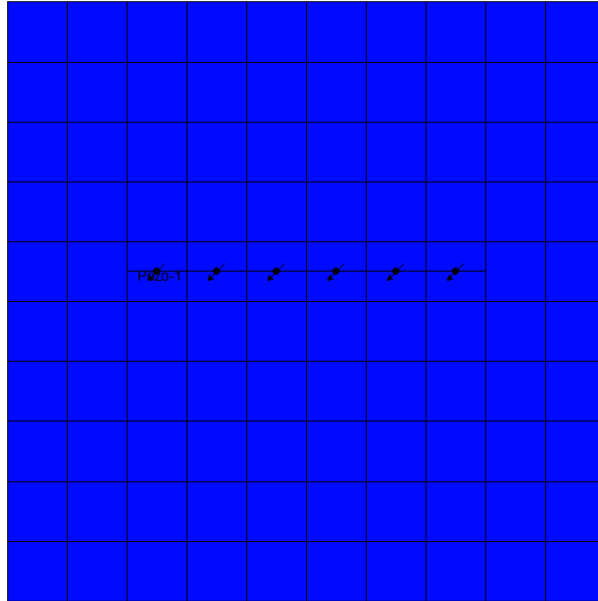


Fuente: Computer Modelling Group. Builder 2019

El pozo horizontal se encuentra perforado en dirección i como se observa en la figura 31 y cuenta con la siguiente localización:

- ✓ Dirección i: celdas 3,4,5,6,7,8
- ✓ Dirección j: 5
- ✓ Dirección k: 1

Figura 31. Ubicación del pozo horizontal

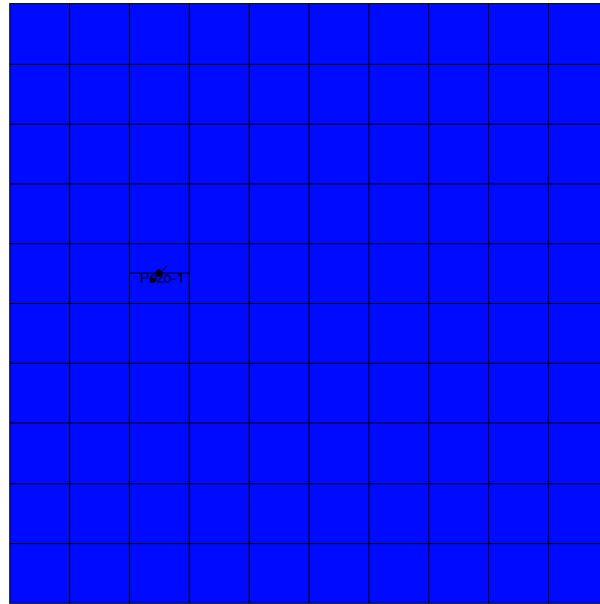


Fuente: Computer Modelling Group. Builder 2019.

Por su parte el pozo inclinado se encuentra perforado en dirección  $k$  como se observa en la figura 32, con pendiente  $m= 2$  y cuenta con la siguiente localización en superficie:

- ✓ Dirección  $i$ : celda 3
- ✓ Dirección  $j$ : celda 5

Figura 32. Ubicación del pozo inclinado



Fuente: Computer Modelling Group. Buidier 2019.

Los tres pozos son inyectores de agua y presentan una presión de inyección de 5000 psi.

## 5.2 MODELO GEOMECÁNICO CONCEPTUAL

El modelo geomecánico conceptual se construyó haciendo uso del módulo de geomecánica del simulador GEM, el cual permite crear un modelo geomecánico 3D de deformación plástica con el propósito de evaluar el comportamiento de los esfuerzos y deformaciones a medida que se aumenta la presión en el yacimiento y así explicar la posible formación de fracturas naturales a medida que aumenta el enterramiento en yacimientos tipo shale gas.

**5.2.1 Malla geomecánica:** Se creó un enmallado geomecánico independiente, pero manteniendo las mismas dimensiones del enmallado de flujo de fluidos, es decir, una grilla con dimensiones 10\*10\*10.

Para lograr el acoplamiento de flujo y deformación, se utilizó la palabra clave \*GCOUPLING 2, la cual indica que la porosidad es una función de la presión, temperatura y la fórmula de esfuerzo medio total<sup>52</sup> y está dada por la ecuación (36)

$$\Phi^{n+1} = \Phi^n + (c_0 + c_2 a_1)(p - p^n) + (c_1 + c_2 a_2)(T - T^n) \quad (36)$$

Donde;

p: presión (kPa | psi)

T: temperatura (°C | F)

$\Phi$ : porosidad

Las variables  $c_0$ ,  $c_1$ ,  $c_2$ ,  $a_1$  y  $a_2$  están en función del coeficiente de expansión térmica volumétrica de la formación, de la relación de Poisson y el módulo de Young.

**5.2.2 Tipo de roca geomecánica:** Para asignarle propiedades geomecánicas al yacimiento es necesario crear un tipo de roca geomecánica para las propiedades de la matriz. Lo anterior se logra mediante el uso de la palabra clave \*GEOROCK por medio de la cual se ingresan las propiedades mostradas en la tabla 5.

Tabla 5. Propiedades geomecánicas de la roca

Propiedad	Valor
Módulo de Young	3.4*E6 psi
Relación de Poisson	0.25
Cohesión	300 psi
Ángulo de fricción interna	30°
Coefficiente de Biot	0.7

Fuente: ZHAO, Y, *et al.* Numerical simulation of shale gas reservoir considering discrete fracture network using a couple multiple transport mechanisms and

<sup>52</sup> COMPUTER MODELLING GROUP Ltda, GEM Simulador composicional y de yacimientos no convencionales. Geomechanics: Coupling Options. Manual para el usuario. 2019

geomechanics model. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. ELSEVIER, julio, 2020, vol.195, p.1-18. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107588>

**5.2.3 Esfuerzos efectivos:** Para ingresar los valores de esfuerzo efectivo en función de la profundidad, se hace uso de la palabra clave<sup>53</sup> \*STRESS3D seguido de las palabras clave individuales \*STRESI (esfuerzo efectivo en dirección i), \*STRESJ (esfuerzo efectivo en dirección j) y \*STRESK (esfuerzo efectivo en dirección k), las cuales permiten asignar el componente de esfuerzo efectivo a cada bloque o a cada capa del enmallado cuando estos no presentan un comportamiento uniforme en profundidad. El uso de estas palabras clave se hacen necesarias debido a que el yacimiento en estudio no presenta una presión de poro que varíe uniformemente y por ende los esfuerzos efectivos podrían estar sobreestimados si se ingresan haciendo uso de gradientes.

La tabla 6 muestra los rangos de esfuerzo efectivo en cada dirección para el modelo construido.

Tabla 6. Esfuerzos efectivos (psi)

<b>Esfuerzos</b>	<b>Valor (psi)</b>
Esfuerzo efectivo vertical	3039 -3172
Esfuerzo efectivo horizontal máximo	1985 - 2077
Esfuerzo efectivo horizontal mínimo	790 - 836

Fuente: Registros de pozo.

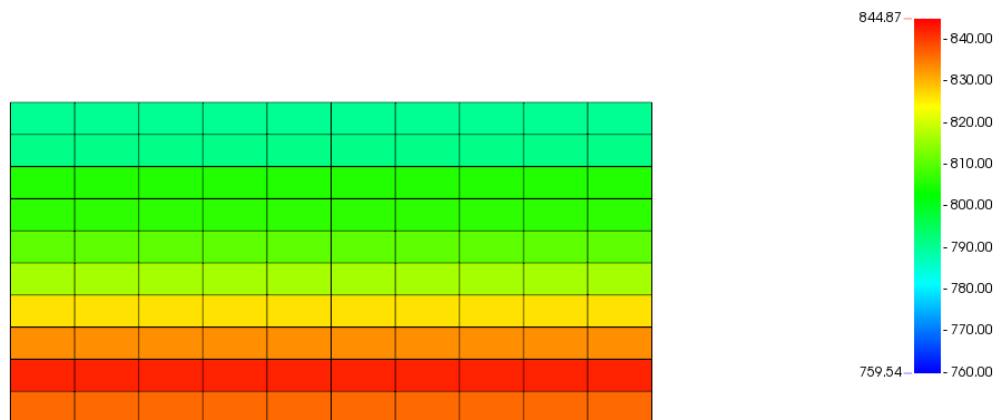
<sup>53</sup> COMPUTER MODELLING GROUP Ltda, GEM Simulador composicional y de yacimientos no convencionales.Geomechanics: Initial Stress Distribution (3D). Manual para el usuario. 2019

### 5.3 ESFUERZOS EFECTIVOS PARA LOS DIFERENTES POZOS

Para el modelo realizado se plantearon tres diferentes escenarios de pozos inyectoros (pozo vertical, pozo horizontal y pozo inclinado) con el propósito de elegir el pozo que genere una disminución mayor en el esfuerzo horizontal mínimo en una mayor área del yacimiento, luego de un proceso de aumento de presión ocasionado por un periodo de inyección de 10 años.

En la figura 33 se observa la distribución de esfuerzo horizontal mínimo efectivo en un corte transversal al yacimiento en dirección ik antes del proceso de inyección para posteriormente ser comparado con la distribución de esfuerzos para cada uno de los escenarios propuestos. Se elige mostrar el efecto de la presión en el esfuerzo horizontal mínimo efectivo puesto que según la teoría de Mohr – Coulomb, es el esfuerzo que se debe vencer para lograr interceptar la pendiente de falla.

Figura 33. Distribución de esfuerzo efectivo horizontal mínimo (psi) antes del proceso de inyección

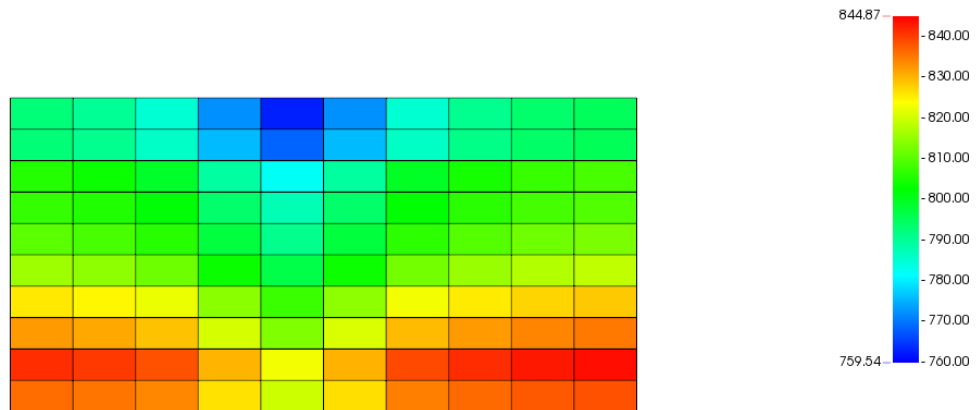


Fuente: Computer Modelling Group. Results 2019

**5.3.1 Pozo vertical:** Como se observa en la figura 34, luego de 10 años de inyección, hubo una notable disminución del esfuerzo horizontal mínimo efectivo en

las cercanías al pozo, sin embargo; no se observan cambios en las zonas alejadas a éste.

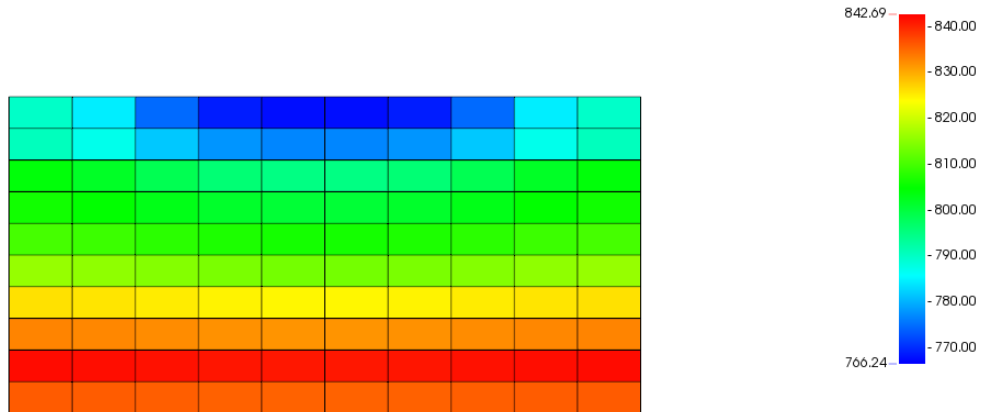
Figura 34. Distribución de esfuerzo horizontal mínimo efectivo (psi) en un pozo vertical luego de 10 años de inyección



Fuente: Computer Modelling Group. Results 2019

**5.3.2 Pozo horizontal:** El segundo escenario planteado es la perforación de un pozo horizontal en la primera capa con el fin de simular el proceso de sobrecarga. Como se evidencia en la figura 35 únicamente se presentan cambios de esfuerzo efectivo en las tres primeras capas, es decir, el aumento de presión no llega a una profundidad mayor, por lo cual este escenario no logra modelar de forma correcta el proceso de compactación sufrido por la roca.

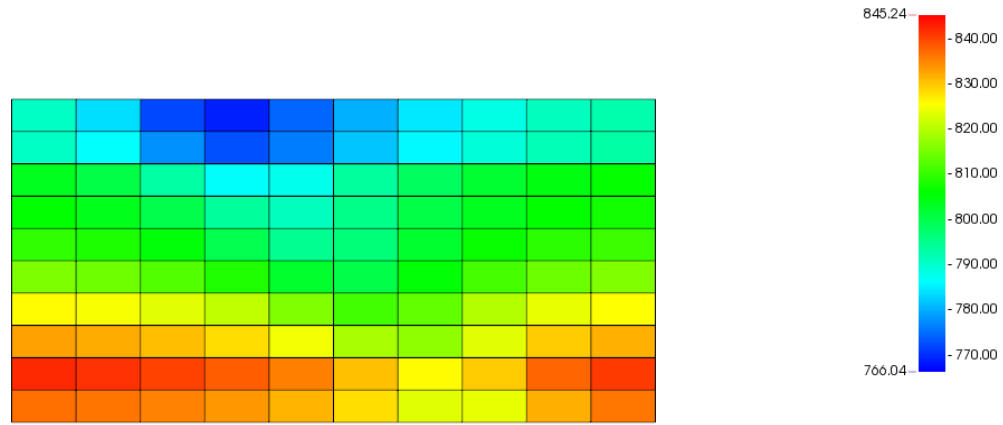
Figura 35. Distribución de esfuerzo horizontal mínimo efectivo (psi) en un pozo horizontal luego de 10 años de inyección



Fuente: Computer Modelling Group. Results 2019

**5.3.3 Pozo inclinado:** El tercer escenario planteado es la perforación de un pozo altamente inclinado que como se observa en la figura 36 luego de 10 años de inyección resulta ser el mejor escenario para lograr una mayor área contactada por el aumento de presión y por ende una mayor disminución del esfuerzo horizontal mínimo efectivo, aumentando la posibilidad de interceptar la envolvente de falla de Mohr – Coulomb y generarse una mayor área de fracturas naturales.

Figura 36. Distribución de esfuerzo horizontal mínimo (psi) en un pozo inclinado luego de 10 años de inyección.



Fuente: Computer Modelling Group. Results 2019

## 5.4 ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

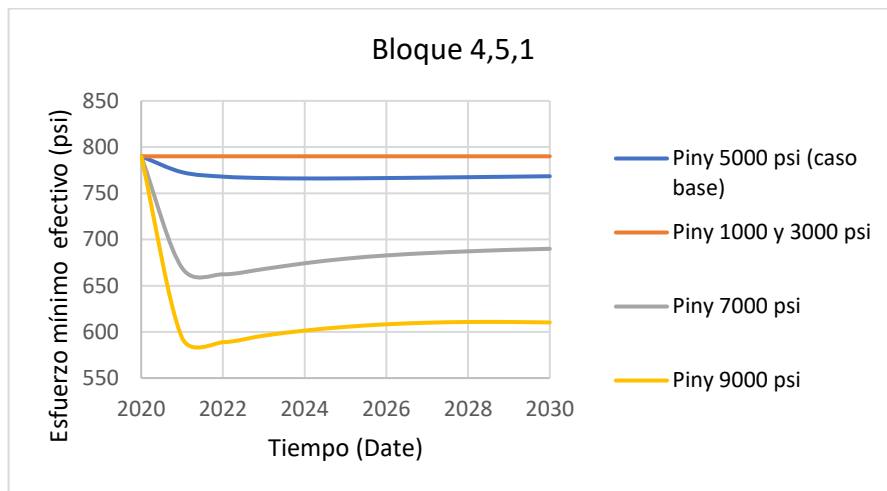
Los diferentes procesos físicos y químicos a los cuales es sometida la roca a lo largo de su historia geológica pueden ocasionar cambios en sus propiedades mecánicas, en la presión de poro y en propiedades petrofísicas, por lo cual se analizará en el escenario de pozo inclinado la influencia de la presión de confinamiento, presión inicial, módulo de Young, relación de Poisson, permeabilidad y porosidad en la generación de condiciones favorables para el fracturamiento natural de un yacimiento tipo shale gas.

**5.4.1 Análisis de sensibilidad de la presión de confinamiento.** Para este estudio se realizó variación en la presión de inyección entre 1000 y 9000 psi con el propósito de analizar el comportamiento del esfuerzo mínimo efectivo bajo diferentes presiones de confinamiento. Para llevar a cabo una comparación entre las presiones, se seleccionaron dos bloques cercanos al pozo (se ven más afectados por el proceso de inyección) y a diferentes profundidades, lo cuales se encuentran ubicados en las coordenadas (4,5,1) y (6,5,5).

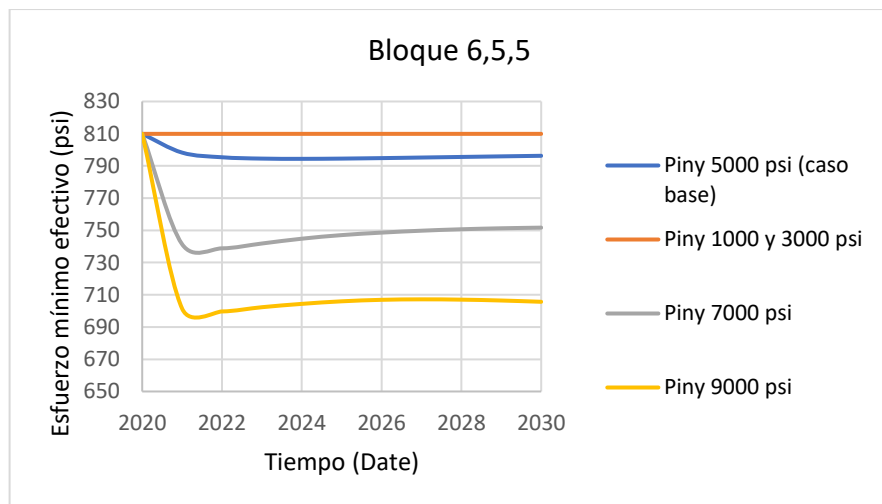
A continuación, se muestran los resultados obtenidos para las diferentes presiones de inyección evaluadas.

Figura 37. Variación del esfuerzo efectivo mínimo para diferentes presiones de inyección

**a) Esfuerzo efectivo mínimo en el bloque (4,5,1)**



**b) Esfuerzo efectivo mínimo en el bloque (6,5,5)**



En las figuras 37a y 37b, se observa que presiones de inyección de 1000 psi y 3000 psi no generan cambios en los esfuerzos efectivos del yacimiento en estudio, los

cuales luego de 10 años mantienen su valor inicial, por lo cual se puede afirmar que bajas presiones no se consideran significativas para generar fracturas.

Asimismo, se observa que a medida que aumenta la presión de inyección, se logra una mayor disminución en los esfuerzos efectivos en ambos bloques, esto debido al consecuente aumento de la presión de poro del yacimiento.

En ambos bloques hay una caída significativa del esfuerzo efectivo durante el primer año de incremento de presión, que luego presenta un ligero aumento para finalmente estabilizarse, lo cual se debe a que durante el primer año el yacimiento pudo haberse fracturado y la sobrepresión comenzó a disiparse gracias a la creación de redes de fracturas.

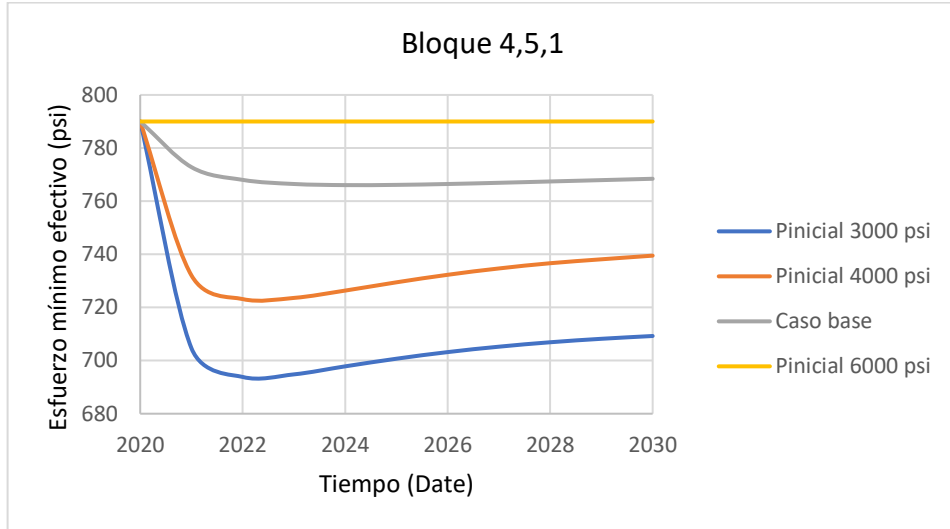
**5.4.2 Análisis de sensibilidad de la presión inicial del yacimiento.** Para evaluar los cambios en el esfuerzo efectivo en escenarios de baja presión, presión normal y sobrepresión, se hizo variación de la presión inicial del yacimiento entre 3000 y 6000 psi.

Las figuras 38a y 38b muestran que a menor presión inicial se logra una mayor disminución del esfuerzo efectivo y a presiones más altas no se generan cambios. Lo cual se debe al hecho de que presiones bajas en el yacimiento favorecen el proceso de inyección y su consecuente aumento en la presión de poro, mientras que presiones iniciales mayores que la presión de inyección no permiten que ingrese el fluido inyectado y por ende no se generan cambios en los esfuerzos efectivos.

Por lo anterior, si se quisiera demostrar que presiones de poro menores generan aumento en los esfuerzos efectivos, es necesario evaluar el comportamiento de éstos mediante un pozo productor.

Figura 38. Variación del esfuerzo efectivo mínimo para diferentes presiones iniciales

**a) Esfuerzo efectivo mínimo en el bloque (4,5,1)**



**b) Esfuerzo efectivo mínimo en el bloque (6,5,5)**



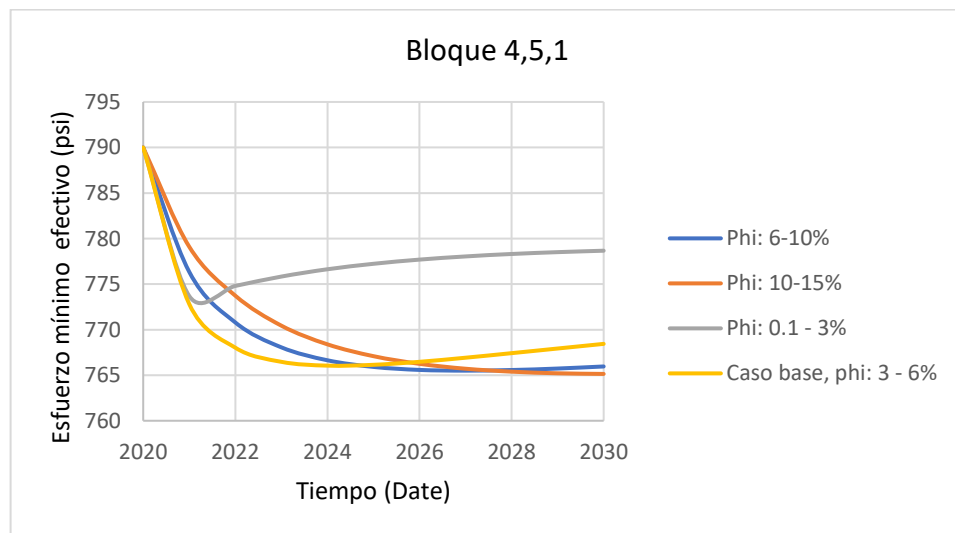
**5.4.3 Análisis de sensibilidad de la porosidad del yacimiento.** Los yacimientos no convencionales tipo shale, pueden presentar valores de porosidad variable, los cuales en algunos casos “tienden a exhibir una porosidad relativamente alta, pero la alineación de granos laminares, tales como las arcillas hacen que su permeabilidad sea muy baja”<sup>54</sup>.

Para estudiar la incidencia de esta propiedad petrofísica en la variación de esfuerzos, se evaluó el proceso de inyección para valores de porosidad comprendidos entre 0.1% y 15%, agrupados en cuatro grupos de tal manera que se plantearan escenarios con diferentes rangos de porosidades:

- ✓ Porosidad: 0.1 – 3%
- ✓ Caso base, porosidad: 3 – 6%
- ✓ Porosidad: 6 - 10%
- ✓ Porosidad: 10 – 15%

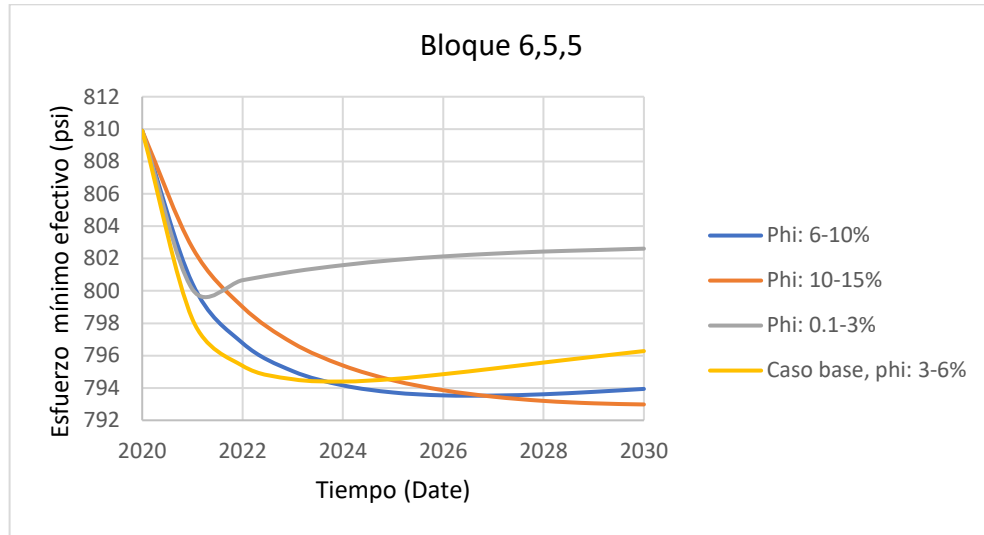
Figura 39. Variación del esfuerzo efectivo para diferentes rangos de porosidad

**a) Esfuerzo mínimo efectivo en el bloque (4,5,1)**



<sup>54</sup> SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Porosidad en gas de lutitas. [Consultado 13 de octubre de 2020]. Disponible en: [www.glossary.oilfield.slb.com](http://www.glossary.oilfield.slb.com)

**b) Esfuerzo mínimo efectivo en el bloque (6,5,5)**



En las figuras 39a y 39b se observa que el rango de porosidad más bajo es el que ocasiona que durante el primer año de inyección disminuyan los esfuerzos efectivos y que luego aumenten debido a disipación de sobrepresión, lo cual indica que en ese momento hubo formación de fracturas en la roca. Esto es congruente con los resultados obtenidos al evaluar la fragilidad de la roca en función de la porosidad. Dado que una roca con bajos valores de porosidad es más propensa a fracturarse que aquella con alta porosidad.

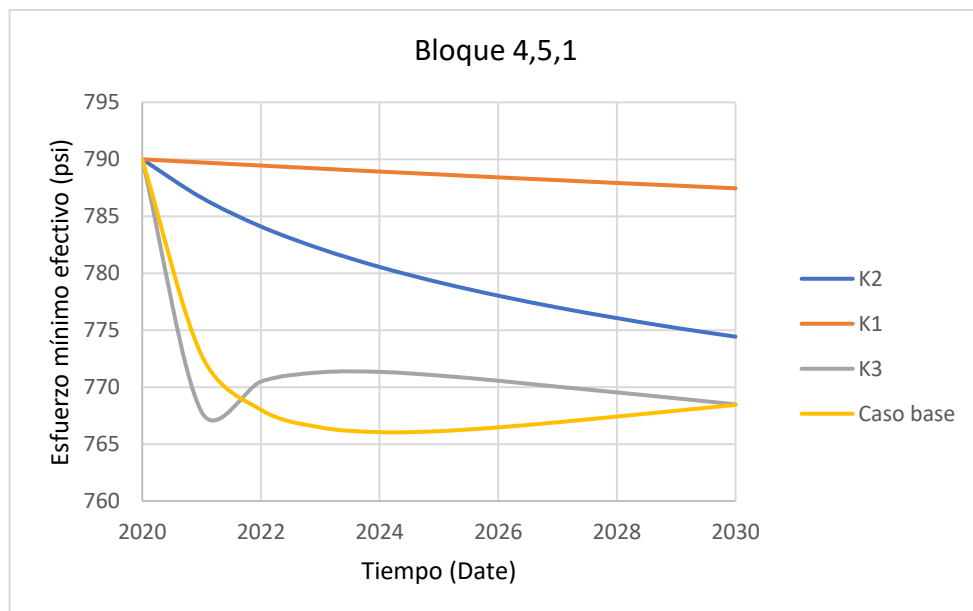
**5.4.4 Análisis de sensibilidad de la permeabilidad del yacimiento.** “La permeabilidad en una lutita gasífera es típicamente menor de 0.1 milidarcy, pero en general las permeabilidades están en el orden de los nanodarcy”<sup>55</sup> por lo cual se plantearon los siguientes escenarios de estudio que comprenden los valores típicos de permeabilidades.

<sup>55</sup> AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos: Pozo Infantas -1613. Colombia. 2012. p.23.

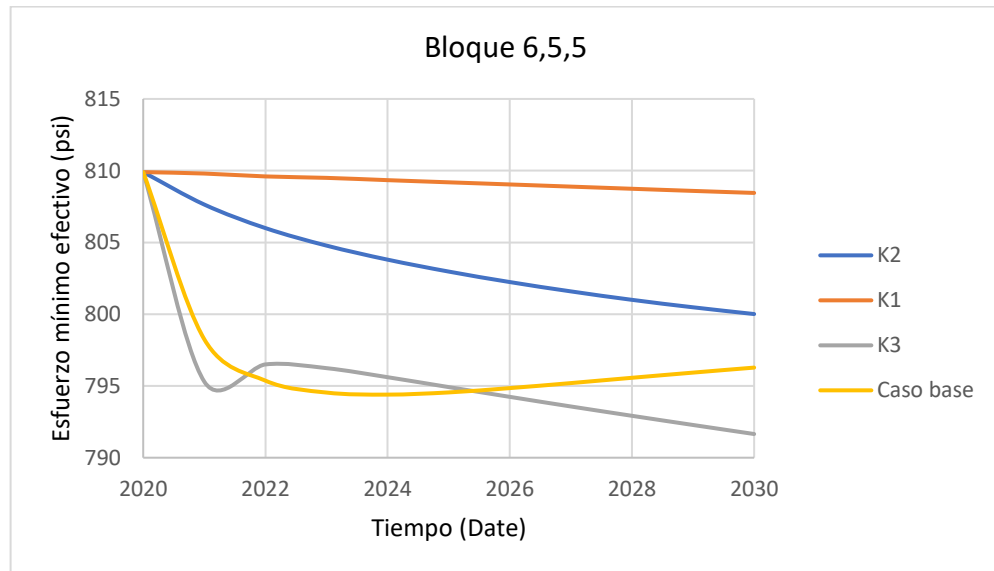
- ✓ Permeabilidad K1: En direcciones i, j:  $1 \times 10^{-5}$  mD = 10 nD  
En dirección k:  $1 \times 10^{-6}$  mD = 1 nD
- ✓ Permeabilidad K2: En direcciones i, j:  $1 \times 10^{-4}$  mD = 100 nD  
En dirección k:  $1 \times 10^{-5}$  mD = 10 nD
- ✓ Permeabilidad caso base: En direcciones i, j: 0.001 mD  
En dirección k= 0.0001 mD
- ✓ Permeabilidad K3: En direcciones i,j: 0.1 mD  
En dirección k: 0.01 mD

Figura 40. Variación de esfuerzo mínimo efectivo para diferentes valores de permeabilidad

**a) Esfuerzo mínimo efectivo en el bloque 4,5,1**



**b) Esfuerzo mínimo efectivo en el bloque 6,5,5**



Los resultados de la incidencia de la permeabilidad en los esfuerzos de un yacimiento no convencional se presentan en las figuras 40a y 40b, en las cuales, como era de esperarse, permeabilidades muy bajas no favorecen el proceso de inyección y por ende los esfuerzos no evidencian un cambio significativo el tiempo. En contraste, una mejor permeabilidad, permite que el fluido inyectado penetre mejor la roca aumentando la presión del yacimiento y consecuentemente disminuyendo el valor del esfuerzo horizontal mínimo.

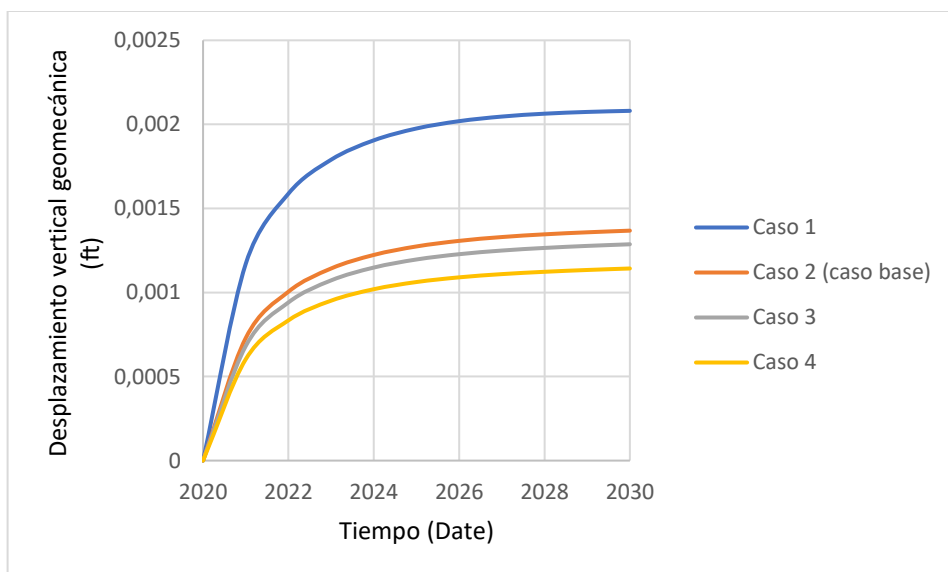
**5.4.5 Análisis de sensibilidad del módulo de Young y la relación de Poisson.**

El módulo de Young y la relación de Poisson son propiedades inherentes a la roca que tienen influencia en el comportamiento frágil o dúctil de la misma y que su valor no afecta el estado de esfuerzos in situ, por lo tanto, para estudiar la incidencia de estas propiedades mecánicas en la generación de redes de fracturas naturales se analiza la reacción de la roca bajo los siguientes escenarios de relación de Poisson y módulo de Young.

- ✓ Caso 1: Relación de Poisson: 0.3 y módulo de Young:  $2 \times 10^6$  psi
- ✓ Caso 2 (caso base) : Relación de Poisson: 0.25 y módulo de Young:  $3.4 \times 10^6$  psi.
- ✓ Caso 3: Relación de Poisson: 0.2 y módulo de Young:  $4 \times 10^6$  psi
- ✓ Caso 4: Relación de Poisson: 0.15 y módulo de Young:  $5 \times 10^6$  psi

La figura 41 muestra la deformación vertical de la roca dependiente de la geomecánica durante un periodo de 10 años, en los cuales se observa que valores bajos de módulo de Young en conjunto con valores altos de relación de Poisson como lo planteado en el caso 1 generan una mayor deformación en la roca, mientras que, para los casos 3 y 4 donde el módulo de Young es alto y la relación de Poisson es baja, la deformación es notablemente menor, debido a que la roca con estos atributos geomecánicos es más propensa a fracturarse que a deformarse.

Figura 41. Deformación de la roca bajo distintos escenarios geomecánicos



A partir del anterior análisis realizado a las diferentes propiedades geomecánicas y petrofísicas se pudo evidenciar que tal como se analizó en los capítulos 3 y 4 la formación de fracturas se logra gracias a un conjunto de condiciones óptimas para el desarrollo de las mismas; tales condiciones incluyen el índice de fragilidad el cual se favorece principalmente por un módulo de Young alto, una relación de Poisson baja y bajos valores de porosidad; sin embargo, aunque el yacimiento sea frágil es necesario que presenten altas presiones de poro para que causen disminución del esfuerzo mínimo efectivo y consecuentemente haya una mayor probabilidad de falla.

## 6. CONCLUSIONES

Los parámetros geomecánicos y petrofísicos que influyen en la formación de fracturas naturales son el contenido de materia orgánica, porosidad, módulo de Young, relación de Poisson y presión de poro.

Los cálculos realizados indican que la fragilidad tiene una relación directa con el módulo de Young y aumenta al disminuir la porosidad, contenido de materia orgánica total y relación de Poisson, por lo tanto, formaciones frágiles tienen una porosidad menor al 15%, un TOC inferior al 3%, una relación de Poisson entre 0.1 y 0.2 y un módulo de Young superior 40 GPa.

Con base en el análisis realizado se pudo identificar que las condiciones necesarias para la formación de fracturas naturales son la anisotropía de esfuerzos, índice de fragilidad de la roca superior a 0.48 y gradiente de presión de poro mayor al hidrostático. Por su parte, la propagación de las fracturas depende de la competencia entre la disipación de la sobrepresión y la velocidad de sedimentación.

A partir del modelo geomecánico conceptual construido en CMG se puede confirmar que los procesos de compactación que sufren los yacimientos de shale gas durante el enterramiento generan presiones de poro elevadas que favorecen la disminución de los esfuerzos efectivos en la roca, aumentando la posibilidad de fracturamiento natural en la misma.

## 7. RECOMENDACIONES

Los yacimientos no convencionales presentan características que los hacen notablemente diferentes a los denominados convencionales, por lo cual se recomienda realizar la caracterización petrofísica mediante métodos y pruebas de laboratorio diseñadas para este tipo de formaciones, ya que constituyen una herramienta más certera que la caracterización realizada mediante registros geofísicos.

El índice de fragilidad es una propiedad determinante en la explotación comercial de los yacimientos tipo shale que puede tener incertidumbre y arrojar valores ideales si se obtiene a partir de constantes elásticas como módulo de Young y relación de Poisson, por tanto, se recomienda determinar el índice de fragilidad mediante caracterización mineralógica con las ecuaciones planteadas en el capítulo 3.

Para construir un modelo geomecánico más robusto haciendo uso de la herramienta CMG se recomienda refinar la malla e importar desde un archivo RESCUE propiedades tales como la distribución de esfuerzos, propiedades elásticas y de cohesión de tal forma que el modelo se ajuste mejor a la realidad.

El módulo de geomecánica incorporado en la suite CMG centra su estudio en el modelamiento de flujo de fluidos y analiza la influencia de la geomecánica en el mismo, es por ello por lo que se recomienda la construcción de un modelo geomecánico empleando una herramienta software enfocada exclusivamente en evaluar el comportamiento de la roca y que permita incluir la ventana de estabilidad de pozo.

## BIBLIOGRAFÍA

AADNOY, Bernt y LOOYEH, Reza. Petroleum rock mechanics: Drilling operations and well design. USA: Elsevier, 2011. p.53. ISBN: 978-0-12-385546-6.

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Integración geológica de la digitalización y análisis de núcleos: Pozo Infantas -1613. Colombia. 2012. p.23.

ALTINDAG, Rasit. Correlation of specific energy with rock brittleness concepts on rock cutting. *The journal of The South African Institute of Mining and Metallurgy*. South Africa: Cpac occasion, 2003, p.162-172.

APLIN, Andrew y MACQUAKER, Joe. Mudstone diversity: origin and implications for source, seal and reservoir properties in petroleum systems. *American Association of Petroleum Geologist Bulletin*. 2011.

BAI, Mao. Why are brittleness and fracability not equivalent in designing hydraulic fracturing in tight shale gas reservoir. *Petroleum*. Houston: KeAi Chinese roots global impact, marzo, 2016, vol.2, nro.1, p.1-19 DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2016.01.001>

BERCHENKO, Ilya; DETOURNAY, Emmanuel y CHANDLER, Neil. Propagation of natural hydraulic fractures. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. USA: Abril, 1997, vol. 34, nro.3-4, paper No.63. DOI: [https://doi.org/10.1016/S1365-1609\(97\)00189-5](https://doi.org/10.1016/S1365-1609(97)00189-5)

COMPUTER MODELLING GROUP Ltda, GEM Simulador composicional y de yacimientos no convencionales. Manual para el usuario. 2019.

COMPUTER MODELLING GROUP Ltda. Modelling of shale, tight oil and gas reservoir. Tutorial. p.3. 2019.

DEMBICKI, Harry. Three common source rock evaluation errors made by geologist during prospect or play appraisals. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*. 2009, vol. 93, nro 3, p. 341-356. DOI:10.1306/10230808076

ENGELDER, Terry y FISCHER, Mark. Influence of poroelastic behavior on the magnitude of minimum horizontal stress,  $S_h$ , in overpressured parts of sedimentary basin. *Geology*. Pennsylvania: octubre, 1994, vol.22, nro.10, p. 949-952. DOI: 10.1130/0091-7613(1994)022<0949:IOPBOT>2.3.CO

FARGHAL, Noah y ZOBACK, Mark. Identification of slowly slipping faults in the Barnett Shale utilizing ant tracking. *SEG Technical Program Expanded Abstracts*. USA: 2015, vol.34, p. 4919-4923. DOI: <https://doi.org/10.1190/segam2015-5811224.1>

FJAR, Erling, et al. Petroleum related rock mechanics. 2 ed. Hungary: Elsevier, 2008. 61 p. ISBN: 978-0-444-50260-5

GLUYAS, Jon y SWARBRICK, Richard. Petroleum geoscience. Malden: Blackwell Publishing. 2009.

GU, Yang, et al. Developmental characteristics and dominant factors of natural fractures in lower Silurian marine organic-rich shale reservoirs: A case study of the Longmaxi formation in the Fenggang block, southern China. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. ELSEVIER, abril, 2020. Vol. 192. p.1-14. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107277>

HALL, Fe.et al. Adsorption of pure methane, nitrogen, and carbon dioxide and their binary mixtures on wet fruitland coal. *SPE 19194*. Charleston: SPE Eastern Regional Conference & exhibition, noviembre,1994.

HANTSCHEL, Thomas y KAUERAUF, Armin. Fundamentals of Basin and Petroleum Systems Modeling. Alemania: Springer, 2009. p.45. ISBN 978-3-540-72317-2

HARRISON, Jhon y HUDSON, Jhon. Engineering rock mechanics: part 2 illustrative worked examples. London: Pergamon, 2006. ISBN: 0 08 043010 4.

HUCKA, V y DAS, B. Brittleness determination of rocks by different methods. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences & Geomechanics Abstracts*. Gran Bretaña: Pergamon Press, 1974. Vol 11, p. 389-392. DOI: 10.1016/0148-9062(74)91109-7

INTERNATIONAL PETROLEUM TECHNOLOGY CONFERENCE. The petrophysics of Shale Gas Reservoirs: Technical Challenges and Pragmatic Solutions. Bangkok. 2011, p. 5-6.

IQBAL, Omer, et al. Effective evaluation of shale gas reservoir by means of an integrated approach to petrophysics and geomechanics for the optimization of hydraulic fracturing: A case study of the Permian Roseneath and Murteree Shale gas reservoirs, Cooper Basin, Australia. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*. ELSEVIER, Julio, 2018, nro 58, p.34-58. DOI: doi.org/10.1016/j.jngse.2018.07.017

JARVIE, Daniel, et al. Unconventional shale-gas systems: the Mississippian Barnett Shale of north-central Texas as one model for thermogenic shale-gas assessment. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*. 2007, vol.91, nro 4, p.475-499.

LAL, Manohar. Shale stability: Drilling fluid interaction and Shale Strength. *SPE paper*. Richardson, Texas: Abril, 1999.

OURAGA, Zady; GUY, Nicolás; POUYA, Amade. Modeling of natural fracture propagation under sedimentation. *American Rock Mechanics Association*. Texas: Junio 2016.

PASSEY, Quinn. Oil-prone source rock to gas-producing shale reservoir: geologic and petrophysical characterization of unconventional shale-gas reservoirs. *SPE Paper*. Richardson, Texas: 2010.

PATCHEN, Douglas, et al. Utica Shale Appalachian Basin Exploration Consortium Final Report. Estados Unidos de América: West Virginia University, Julio, 2015.

PEREZ, Roderick. Brittleness estimation from seismic measurements in unconventional reservoirs: Application to the Barnett Shale. *SEG Houston annual meeting*. Houston: 2013, nro 2003, p. 2258-2263. DOI: 10.1190/segam2013-0006.1

PEREZ, Roderick y MARFURT, Kurt. Mineralogy-based brittleness prediction from surface seismic data: Application to the Barnett Shale. *Interpretation*. Oklahoma: Geoscience, agosto, 2014, vol. 2, nro. 4, p.1-17. DOI: doi.org/10.1190/INT-2013-0161.1

REZAEI, Reza. Fundamentals of shale gas reservoirs. New Jersey: Wiley. 2015. 4 p. ISBN: 978-1-118-64579-6.

RICKMAN, Rick, et al. A practical use of shale petrophysics for stimulation design optimization: All shale plays are not choles of the Barnett Shale. *Society of Petroleum Engineers annual technical conference and exhibition*. Denver, 2008, p 1-11.

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Porosidad en gas de lutitas. [Consultado 13 de octubre de 2020]. Disponible en: [www.glossary.oilfield.slb.com](http://www.glossary.oilfield.slb.com)

SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary: Resistencia a la compresión no confinada. [Consultado: 16 de Julio de 2020]. Disponible en: [www.glosary.oilfield.slb.com](http://www.glosary.oilfield.slb.com)

SCHMOKER, Jan. Determination of organic content of Appalaccian Devonian Shales from formation-density logs. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*. 1979, vol. 63, nro 9, p. 1504-1573.

SECOR, Donald. Role of fluid pressure in jointing. *American Journal of Science*. USA: Octubre, 1965, vol.263, nro. 8, p.633-646. DOI: 10.2475/ajs.263.8.633

SERRA, Oberto. Clay, silt, sand, shales: A guide for Well-log interpretation of Siliciclastic deposits. En: *Schlumberger publication*. 1988. p. 609.

SHAN, Qinglin, et al. Experimental and numerical investigations on the vertical propagation of hydraulic fractures in laminated shales. *Journal of Geophysics and Engineering*. USA: Agosto, 2020, vol.15, nro.4, p.1729-1742. Disponible en <https://bibliotecavirtual.uis.edu.co:2236/10.1088/1742-2140/aac12f>

SOEDER, Daniel. Porosity and permeability of Eastern Devonian gas shale. *SPE Formation Evaluation*. 1988. p. 116-124.

THYBERG, Brit y JAHREN, Jens. Quartz cementation in mudstones: sheet-like quartz cement from clay mineral reactions during burial. *Petroleum geoscience*. London: The Geological Society, 2011, vol 17, nro.1, p.53-63. DOI: <http://dx.doi.org/10.1144/1354-079310-028>

YANG, Gu, et al. Developmental characteristics, and dominant factors of natural fractures in lower Silurian marine organic-rich shale reservoirs: A case study of the Longmaxi formation in the Fenggang block, southern China. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. 2020, vol 192. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107277>

ZADEH, Mohammad; MONDOL, Nazmul y JAHREN, Jens. Compaction and rock properties of Mesozoic and Cenozoic mudstones and shales, northern North Sea. *Marine and Petroleum Geology*. Noruega: Elsevier, Septiembre, 2016, vol.76, p.344-361. DOI: <https://doi.org/10.1016/j.marpetgeo.2016.05.024>

ZHU, Yixuan y CARR, Timothy. Estimation of Fracability of the Marcellus Shale: A case study from the MIP3H in Monongalia County, West Virginia, USA. *SPE paper*. Pennsylvania: Octubre, 2018.

ZOBACK, Mark. Reservoir geomechanics. New York: Cambridge University Press, 2007. ISBN-978-0-521-77069-9

ZOBACK, Mark, et al. Determination of stress orientation and magnitude in deep wells. *International Journal of Rock Mechanics and Mining Sciences*. Palo alto: Elsevier, julio, 2003, vol. 40, p. 1049-1076. DOI:10.1016/j.ijrmms.2003.07.001

ZOBACK, Mark y KOHLI, Arjun. Unconventional Reservoir Geomechanics: Shale gas, Tight oil, and induced seismicity. Reino unido: Cambridge University Press, 2019. 207 p. ISBN 978-1-107-08707-1