

**METODOLOGÍA PARA EVALUAR EL EFECTO DE LOS ESFUERZOS EN LA
PRODUCTIVIDAD DE YACIMIENTOS DE LOS CAMPOS PAUTO, FLOREÑA Y
VOLCANERA**

JENNY MABEL CARVAJAL JIMÉNEZ

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

2010

**METODOLOGÍA PARA EVALUAR EL EFECTO DE LOS ESFUERZOS EN LA
PRODUCTIVIDAD DE YACIMIENTOS DE LOS CAMPOS PAUTO, FLOREÑA Y
VOLCANERA**

JENNY MABEL CARVAJAL JIMÉNEZ

**Trabajo de grado presentado como requisito para obtener el título de
Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos.**

**Avalado por el Comité evaluador en el marco del convenio de cooperación
tecnológica 002/2006 suscrito entre la Universidad Industrial de Santander y
ECOPETROL S.A. - Instituto Colombiano del Petróleo.**

**Director PhD. Zuly Himelda Calderón
Codirector MSC. Néstor Fernando Saavedra Trujillo**

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

2010

Dedicatoria

A Yasser Daniel

a José Luis

a Danna Sofía

Nuestros pequeños grandes milagros

Agradecimientos

Quiero agradecer en primer lugar a Dios por darme la energía para culminar esta investigación.

En segundo lugar, quiero agradecer a Ecopetrol S.A. por confiar en mi capacidad para emprender esta tarea y por poner a mi disposición los recursos necesarios para desarrollarla; a mi familia por estar a mi lado apoyándome moralmente durante este tiempo, especialmente a mi esposo ya que sin su constante apoyo no habría podido llegar a feliz término.

Finalmente, quiero agradecer de manera especial a Zuly y Néstor mis tutores y mentores quienes hicieron posible este trabajo, a Jorge, Erick, Juan y Carime quienes con su arduo trabajo en el laboratorio hicieron posible la evaluación experimental, a Alexander y José Francisco por facilitar los recursos requeridos y a mis compañeros de maestría por su apoyo.

CONTENIDO

pág.

INTRODUCCIÓN	1
1. RELACIÓN ENTRE LA PRODUCTIVIDAD DEL YACIMIENTO Y SUS ESFUERZOS	5
1.1. LA TRAYECTORIA DE ESFUERZOS DURANTE LA PRODUCCIÓN	6
1.2. COMPORTAMIENTO DE LAS PROPIEDADES DEL YACIMIENTO	8
1.3. LAS FRACTURAS Y LOS ESFUERZOS DURANTE LA PRODUCCIÓN.....	13
1.4. CASOS DE ESTUDIO	14
2. DISEÑO EXPERIMENTAL	24
2.1. SUPOSICIONES TEÓRICAS	25
2.2. RESULTADOS ESPERADOS	26
2.3. ESTRATEGIA DE CONTRASTACIÓN	27
2.4. DISEÑO DE PRUEBAS	28
2.5. MUESTREO	30
2.6. DESARROLLO DEL DISEÑO	30
2.7. OBSERVACIÓN	31
2.8. ANÁLISIS DE DATOS	32
3. METODOLOGÍA PARA MODELAR LA PRODUCTIVIDAD DE YACIMIENTOS SENSIBLES A ESFUERZOS	33
3.1. MUESTREO DE ESPECIMENES	34
3.2. EVALUACIÓN DE LA ANISOTROPÍA ACÚSTICA DE ESPECÍMENES.....	35

3.3.	ESTIMACIÓN DE LA DENSIDAD DE MICRO-FRACTURAS DE LOS ESPECÍMENES	37
3.4.	EVALUACIÓN MECÁNICA DE LOS ESPECÍMENES.....	39
4.	ANÁLISIS DE LOS YACIMIENTOS EN ESTUDIO	47
4.1.	CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA CUENCA CORDILLERA ORIENTAL.....	47
4.2.	GEOLOGÍA ESTRUCTURAL DE LOS CAMPOS	49
4.3.	SISTEMA DE PETRÓLEO.....	53
4.4.	PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LOS YACIMIENTOS.....	56
4.5.	DESCRIPCIÓN SEDIMENTOLÓGICA Y DE FRACTURAS DE LOS YACIMIENTOS.....	61
5.	APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA: CASO DE ESTUDIO EN EL PIEDEMONTE LLANERO COLOMBIANO.....	68
5.1.	MUESTREO DE ESPECÍMENES.....	68
5.2.	EVALUACIÓN DE LA ANISOTROPÍA ACÚSTICA DE ESPECÍMENES	71
5.3.	ESTIMACIÓN DE LA DENSIDAD DE MICRO-FRACTURAS DE LOS ESPECÍMENES	73
5.4.	EVALUACIÓN MECÁNICA DE LOS ESPECÍMENES.....	75
5.5.	DISCUSIÓN DE RESULTADOS.....	95
6.	MODELO DE SENSIBILIDAD A ESFUERZOS EN LOS CAMPOS PAUTO, FLOREÑA Y VOLCANERA.....	100
6.1.	COMPORTAMIENTO GENERAL DE LA PERMEABILIDAD.....	100
6.2.	COMPORTAMIENTO GENERAL DE LA COMPRESIBILIDAD DE LOS GRANOS	104
6.3.	COMPORTAMIENTO GENERAL DE LA COMPRESIBILIDAD TOTAL.....	105
6.4.	DETERMINACIÓN DEL MODELO DE SENSIBILIDAD A ESFUERZOS	107
6.5.	AJUSTE ENTRE EL MODELO Y LOS DATOS EXPERIMENTALES	111
7.	CONCLUSIONES.....	113
8.	RECOMENDACIONES.....	115
9.	BIBLIOGRAFÍA.....	116

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Ensayos a realizar en el grupo experimental	31
Tabla 2. Historia diagenética de los yacimientos de Piedemonte	56
Tabla 3. Propiedades petrofísicas básicas y dimensiones de la población de estudio	70
Tabla 4. Anisotropía en los especímenes analizados	72
Tabla 5. Densidades de micro-fracturamiento de los especímenes de prueba	73
Tabla 6. Asignación de niveles en el grupo experimental	75
Tabla 7. Gradientes de esfuerzos principales en los campos Pauto, Floreña y Volcanera	76
Tabla 8 Esfuerzos aplicados en los ensayos triaxiales de permeabilidad absoluta	76
Tabla 9. Esfuerzos aplicados en cada trayectoria durante los ensayos de compresibilidad de los granos	77
Tabla 10 Valores de permeabilidad absoluta en el grupo de control	88
Tabla 11. Valores de permeabilidad absoluta en el grupo de micro-fracturamiento bajo	89
Tabla 12 Valores de permeabilidad obtenidos en el grupo de micro-fracturamiento medio	91
Tabla 13 Valores de permeabilidad obtenidos en el grupo de micro-fracturamiento alto	92
Tabla 14 Ecuaciones del modelo de sensibilidad a esfuerzos de la permeabilidad para trayectoria de 0.67 y 0.5	108
Tabla 15 Ecuaciones del modelo de sensibilidad a esfuerzos de la permeabilidad para trayectoria de 0.25 y 0	109

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Montaje de ensayo para medición de anisotropía	36
Figura 2. Densidad de micro-fracturas vs. Diferencia en velocidades de corte	38
Figura 3. Densidad de micro-fracturas vs. Constante de anisotropía γ	39
Figura 4. Comportamiento de la Compresibilidad de la Roca	45
Figura 5. Ubicación geográfica de la Cuenca Cordillera Oriental	48
Figura 6. Estructura Típica del Piedemonte Llanero (corte transversal del Campo Cusiana y Piedemonte)	49
Figura 7. Columna estratigráfica generalizada de los Campos del Piedemonte Llanero	54
Figura 8. a) Facies Ae, b) Facies Abrl, c) Facies Acep	62
Figura 9. a) Facies Abre, b) Facies Cep, c) Facies Ab	64
Figura 10. Población de especímenes provenientes de los Campos Pauto, Floreña y Volcanera	69
Figura 11. Agrupamiento de las muestras de acuerdo con su micro-fracturamiento	74
Figura 12. Trayectorias de esfuerzo y valores de esfuerzo evaluados en los ensayos de compresibilidad de granos y total	78
Figura 13. Valores de saturación obtenidos en la población de estudio	78
Figura 14. Trayectoria de esfuerzos durante la compactación en los ensayos de compresibilidad de los granos	79
Figura 15 Esquema de aplicación de carga en ensayos de compresibilidad, trayectoria 0	80

Figura 16 Aplicación de carga en ensayos de compresibilidad, trayectoria 0.25	80
Figura 17 Aplicación de carga en ensayos de compresibilidad, trayectoria 0.5	80
Figura 18 Aplicación de carga en ensayos de compresibilidad, trayectoria 0.67	81
Figura 19. Comportamiento de la compresibilidad de los granos en el grupo de control	81
Figura 20. Comportamiento de la compresibilidad de granos con el esfuerzo promedio para el grupo de micro-fracturamiento bajo	82
Figura 21. Comportamiento de la compresibilidad de granos con el esfuerzo promedio para el grupo de micro-fracturamiento medio	82
Figura 22. Comportamiento de la compresibilidad de granos con el esfuerzo promedio para el grupo de micro-fracturamiento alto	83
Figura 23. Comportamiento de la compresibilidad total en el grupo de control	84
Figura 24. Comportamiento de la compresibilidad total en el grupo de micro-fracturamiento bajo	84
Figura 25. Comportamiento de la compresibilidad total en el grupo de micro-fracturamiento medio	85
Figura 26. Comportamiento de la compresibilidad total en el grupo de micro-fracturamiento alto	85
Figura 27. Valores de saturación por salmuera obtenidos en la Población de estudio	86
Figura 28. Aplicación de presiones hasta alcanzar el estado de esfuerzos inicial	87
Figura 29. Comportamiento de la permeabilidad absoluta en el grupo de control	89
Figura 30. Comportamiento del módulo de permeabilidad en el grupo de micro-fracturamiento bajo	90
Figura 31. Comportamiento del módulo de permeabilidad en el grupo de micro-fracturamiento medio	93
Figura 32. Comportamiento del módulo de permeabilidad en el grupo de micro-fracturamiento alto	93
Figura 33. Esquema de reducción de la presión en los ensayos de trayectoria 0	94

Figura 34. Esquema de reducción de la presión en los ensayos de trayectoria 0.25	94
Figura 35. Esquema de reducción de la presión en los ensayos de trayectoria 0.5	95
Figura 36. Esquema de reducción de la presión en los ensayos de trayectoria 0.67	95
Figura 37. Densidad de micro-fracturas vs. Permeabilidad inicial	98
Figura 38. Densidad de micro-fracturas vs. Porosidad	98
Figura 39. Densidad de micro-fracturas vs. Densidad total	99
Figura 40. Densidad de micro-fracturas vs. Densidad de granos	99
Figura 41. Comportamiento de la permeabilidad vs. Esfuerzo promedio	101
Figura 42. Comportamiento de la permeabilidad de acuerdo con la trayectoria de esfuerzos	102
Figura 43. Comportamiento de la permeabilidad en ciclos sucesivos de carga y descarga	102
Figura 44. Comportamiento de la permeabilidad de acuerdo con la densidad de micro-fracturamiento	103
Figura 45. Comportamiento de la compresibilidad de los granos de acuerdo con la trayectoria de esfuerzos	104
Figura 46. Comportamiento de la compresibilidad de los granos de acuerdo con la densidad de micro-fracturamiento	105
Figura 47. Comportamiento de la compresibilidad total de acuerdo con la trayectoria de esfuerzos	106
Figura 48. Comportamiento de la compresibilidad total de acuerdo con la densidad de micro-fracturamiento	106
Figura 49 Permeabilidad modelada para trayectoria de 0.67	110
Figura 50 Permeabilidad modelada para trayectoria de 0.5	110
Figura 51 Permeabilidad modelada para trayectoria de 0.25	111
Figura 52 Permeabilidad modelada para trayectoria de 0	111

TÍTULO* METODOLOGÍA PARA EVALUAR EL EFECTO DE LOS ESFUERZOS EN LA PRODUCTIVIDAD DE YACIMIENTOS DE LOS CAMPOS PAUTO, FLOREÑA Y VOLCANERA

Autor: Jenny Mabel Carvajal Jiménez**

Palabras Claves: Geomecánica, Sensibilidad a esfuerzos, Piedemonte, Permeabilidad, Metodología, Micro-fracturas

RESUMEN

En este libro se presenta una metodología experimental robusta que integra información geológica de registros de pozo y corazones con la evaluación mecánica de rocas para definir un modelo de sensibilidad a esfuerzos. La metodología consta de cuatro etapas, la primera consta de la selección y muestreo de especímenes, su preparación y evaluación de propiedades petrofísicas básicas. En la segunda etapa se realiza la evaluación de anisotropía acústica, determinando la constante γ y las diferencias de velocidad de corte; en la tercera fase, se procede a estimar la densidad de micro-fracturas con el fin de agrupar las muestras en niveles de micro-fracturamiento. Finalmente, en la cuarta fase se lleva a cabo la evaluación mecánica de especímenes que consta de una serie de ensayos de compresibilidad y permeabilidad realizados a condiciones triaxiales, donde se simulan las condiciones de esfuerzos del campo y el proceso de producción siguiendo diferentes trayectorias de esfuerzo. La información obtenida experimentalmente permite definir un modelo de sensibilidad a esfuerzos, donde se observa el comportamiento seguido por la compresibilidad y la permeabilidad al seguir diferentes trayectorias de esfuerzos en cada nivel de micro-fracturamiento. Esta metodología fue aplicada a los campos Pauto, Floreña y Volcanera con el fin de determinar su susceptibilidad al cambio de esfuerzos encontrándose que la variación de permeabilidad en el campo puede llegar al 99%. Adicionalmente se observó que esta variación depende de la trayectoria de esfuerzos (trayectorias de esfuerzos mayores ocasionan disminuciones menores de permeabilidad) y de la densidad de micro-fracturamiento (aumentan simultáneamente); esto permite afirmar que puede ser importante la aplicación de sistemas que controlen la reducción de la presión de yacimiento durante el desarrollo de los campos puesto que redundarían en el control del valor de permeabilidad y a su vez en una mejor productividad.

*Trabajo de investigación

**Facultad de Ingenierías Físico-químicas, Programa de Maestría en Ingeniería de Hidrocarburos, pHD. Zuly Himelda Calderón

TITLE* METHODOLOGY TO EVALUATE STRESS EFFECT ON RESERVOIR PRODUCTIVITY AT PAUTO, FLOREÑA AND VOLCANERA FIELDS

Author: Jenny Mabel Carvajal Jiménez**

Keywords: Geomechanics, stress sensitivity, Foothills, Permeability, Methodology, Micro-fractures

RESUMEN

This research report presents an experimental methodology which integrates geologic information from well logging and core analysis with rock mechanic evaluation in order to create a stress-sensitivity model. This methodology has four stages; first one is the selection and sampling of specimens which includes also its preparation and petro-physical basic evaluation. In the second part, the acoustic anisotropy on rock is evaluated and the "gamma" constant and shear velocity differences calculated. The third phase consists on micro-fracture density estimation and sample grouping by different micro-fracturing levels. Finally, the fourth step is to evaluate the rock mechanics with a series of testing including compressibility and permeability measurement under triaxial conditions simulating in-situ stresses and production variation of stresses (due to the change in pore pressure) according to different stress path-ways. The experimental information obtained allows defining a stress-sensitivity model in which the compressibility and permeability behavior can be observed at different levels of micro-fracturing and stress path-way. This methodology was used to Pauto, Floreña and Volcanera Fields to determine susceptibility to stress and it was found that permeability change could make even 99% from original values measured at 800 psi confining pressure. In addition to this, it was observed that at higher stress-paths the permeability change will be lower than for the case of lower stress-paths; in was also seen that for higher micro-fracturing levels the change observed at permeability value will be higher too. The earlier observations allow to state that for the field case in study it might be important to apply production systems and processes which help to control both reservoir and wellhead pressure while the field exploitation which would help to control permeability change and also improve the field productivity.

*Research project

**Faculty of Physic-Chemical Engineering, Master of Hydrocarbon Engineering Program, PHD. Zuly Himelda Calderón.

INTRODUCCIÓN

La mecánica de rocas es aplicada en la industria de los hidrocarburos para el diseño de brocas, la selección de densidades de lodo de perforación, la definición de profundidades de asentamiento de revestimiento en los pozos, el diseño de procesos de fracturamiento hidráulico y la evaluación de la productividad de yacimientos sensibles a esfuerzos; estas aplicaciones surgen de la suposición que la roca es un medio deformable, donde las características de la misma (propiedades petrofísicas y mecánicas) son dependientes de los esfuerzos efectivos aplicados sobre ella.

Al considerar la roca como un medio deformable y sensible a esfuerzos es posible pensar que su deformación puede afectar las propiedades petrofísicas (porosidad, permeabilidad y compresibilidades) y por tanto la productividad del yacimiento. Por otra parte, el efecto de la deformación en las propiedades depende a su vez, de las características litológicas y estructurales; por ejemplo, rocas con bajo grado de cementación presentarán valores de porosidad, permeabilidad y compresibilidad mayores que los de areniscas consolidadas micro-fracturadas y la sensibilidad a esfuerzos observada en estos dos tipos de rocas será también diferente; de hecho, los estudios realizados en estos dos tipos de rocas por Zoback en 1975, Zhu en 1997, Keany en 1998 y Heiland en 2003 han encontrado que el efecto de los esfuerzos es mayor en rocas micro-fracturadas de baja porosidad que en rocas de alta porosidad.

Considerando los esfuerzos aplicados sobre la roca, las operaciones de explotación corresponden a escenarios específicos; i.e. la producción ocasiona una disminución de la presión de poro que representa un aumento en el esfuerzo efectivo o ciclo de carga; ahora, la inyección conlleva al aumento en la presión de poro y consecuentemente la disminución del esfuerzo efectivo o ciclo de descarga; para el caso del fracturamiento hidráulico y la perforación los esfuerzos efectivos presentan cambios de configuración y re-organización de los esfuerzos que conllevan a ciclos de carga y descarga sucesivos. Los ciclos de carga y descarga generan a su vez, deformaciones en la roca que finalmente llevan a: (i) La reducción del volumen poroso (compactación) evidenciada mediante la pérdida de porosidad y compresibilidad, (ii) La variación de la permeabilidad debida al cambio en la configuración geométrica del medio poroso, y (iii) El fracturamiento no deseado de las formaciones productoras y/o sus sellos, representado por colapsos de pozo y fallas por cizalla del revestimiento durante la producción.

Si bien el fenómeno de deformación debido a las operaciones de explotación del petróleo ha sido estudiado en ciertos yacimientos, esta no es una práctica general y solo se realiza en los casos donde se han presentado cambios drásticos en su configuración como es el caso de Ekofisk (Teufel en 1991, Chin en 1994). En Colombia, la geomecánica en la industria petrolera es un tema de interés creciente cuya aplicación ha estado concentrada en la solución de problemas de inestabilidad de pozos durante la perforación (aplicado en los campos Cusiana y Cupiagua patrocinados por las compañías exploradoras del área, British Petroleum Company y Ecopetrol S.A.); y la cual se ha extendido en los últimos años al fracturamiento hidráulico de pozos y a estudios de sensibilidad a esfuerzos. Por otra parte, el caso más claro de sensibilidad a esfuerzos en nuestro país es observado en los campos petroleros de la zona Norte del Piedemonte Oriental de la Cuenca de la Cordillera Oriental (Pauto, Floreña, Volcanera y Gibraltar); los cuales se caracterizan por estar en un sector de alta

actividad sísmológica debida a la convergencia de las placas Caribe y Suramérica; y corresponden a estructuras delimitadas por sistemas de fallas transcurrentes, recurrentes y rumbo-deslizantes con formaciones que presentan grados de fracturamiento natural variables que parecen estar vinculados a eventos tectónicos ocurridos durante la formación de dichas estructuras. Estas condiciones hacen que la zona presente una configuración de esfuerzos locales compleja, la cual ha sido perturbada por las operaciones de explotación de los campos (BP y Universidad del Valle, 1996).

Finalmente, las características de los campos Pauto, Floreña y Volcanera hacen que sean de interés para esta investigación, ya que los resultados obtenidos permitirán comprender el comportamiento deformacional de las formaciones productoras y la variación que la porosidad, la permeabilidad y la compresibilidad de las mismas tienen bajo diferentes trayectorias de esfuerzos. Esto servirá como apoyo para ECOPETROL S.A. y sus asociadas en el diseño y priorización de actividades de desarrollo de estos campos y en la definición de nuevas estrategias de producción para los mismos.

En el primer capítulo de este libro se encuentran los hallazgos encontrados por los investigadores en temas similares al estudiado en este caso y las restricciones de cada uno de los estudios disponibles. Posteriormente, en el segundo capítulo se reseña el diseño experimental utilizado para el desarrollo de la solución y la aplicación del método de diseño factorial para la evaluación mecánica de los especímenes de estudio.

A continuación, en el tercer capítulo aparece la metodología desarrollada durante la investigación, con la cual se pretende generar modelos de sensibilidad a

esfuerzos en rocas micro-fracturadas; esta metodología es el producto principal de este trabajo e innova al incluir e integrar la evaluación de micro-fracturamiento al estudio estándar de sensibilidad a esfuerzos.

Seguidamente, en el cuarto capítulo se exponen las características geológicas de los campos de estudio y la petrofísica de las formaciones productoras (distribuciones de fracturamiento, litología, granulometría, composición) seleccionadas como caso de estudio y en el capítulo quinto se muestra secuencialmente la aplicación al caso de estudio de la metodología desarrollada. Es así como en este capítulo aparecen los resultados del análisis de la roca que permitieron diferenciar niveles de fracturamiento, la clasificación de especímenes en los diferentes niveles establecidos, los resultados de la evaluación geomecánica.

El modelo obtenido del análisis de los resultados geomecánicos y la verificación de la reproducibilidad del mismo son reseñados en el capítulo sexto mientras que el capítulo séptimo presenta las conclusiones a las cuales se llegó durante este estudio y finalmente en el capítulo octavo se enuncian las recomendaciones del mismo.

1. RELACIÓN ENTRE LA PRODUCTIVIDAD DEL YACIMIENTO Y SUS ESFUERZOS

Dejando de lado los requisitos económicos y financieros exigidos por las compañías explotadoras de hidrocarburos, la capacidad de producción del yacimiento está regida por las propiedades petrofísicas y la variación de la presión de poro; por esto, el caudal de un pozo se define a partir de la ley de Darcy (ver Ec. 1), donde se relacionan la permeabilidad del medio y la caída de presión.

$$q_x = \frac{k}{\mu} \frac{dP}{dx} A \quad \text{Ec. 1}$$

En donde P es la presión del fluido en Pa, A es el área transversal al flujo, k es la permeabilidad del medio, dadas en cm^2 , X es la distancia medida en cm, μ es la viscosidad dada en poise, cm^2 y q es el caudal en cm^3/seg .

Ahora bien, para garantizar que un yacimiento sea productivo se requiere de una acumulación de hidrocarburos que permita mantener la producción durante un lapso de tiempo dado, dicha acumulación se determina a partir del volumen de roca, su porosidad y la saturación inicial de fluidos así que, nuevamente las propiedades de la roca (porosidad y volumen) son de interés.

Si bien las propiedades de las rocas fueron consideradas por mucho tiempo como valores constantes; el descubrimiento de yacimientos complejos (principalmente

con fracturamiento natural) obligó a considerar a las propiedades de las rocas como funciones no solo espacialmente sino temporalmente variables; de hecho, recientemente ha crecido el interés por entender el comportamiento de los yacimientos como elementos dependientes de los esfuerzos (fenómeno conocido como sensibilidad a esfuerzos de un yacimiento y que en términos prácticos está definido por el comportamiento de las propiedades petrofísicas a medida que cambia la presión de poro durante el proceso de explotación del mismo) y con la ayuda de la geomecánica se han podido establecer relaciones entre las propiedades de las rocas, los esfuerzos a que están sometidas y la productividad de los yacimientos.

Los estudios realizados han llevado al desarrollo de modelos empíricos, estadísticos, analíticos y numéricos; donde se involucran propiedades petrofísicas (porosidad, permeabilidad, resistividad, factores de formación) y mecánicas (velocidades ultrasónicas, módulos elásticos, compresibilidades) en diferentes tipos de rocas (areniscas consolidadas, no consolidadas, calizas e incluso *shales*) que permiten a los ingenieros de yacimientos realizar aproximaciones y predicciones mejor ajustadas al comportamiento real del yacimiento.

1.1. LA TRAYECTORIA DE ESFUERZOS DURANTE LA PRODUCCIÓN

La trayectoria de esfuerzos es la relación de cambio del esfuerzo horizontal efectivo con respecto al esfuerzo vertical efectivo debido a la reducción de la presión de poro del yacimiento (ver Ec. 2); el conocimiento de este parámetro durante la producción y su efecto en las propiedades del yacimiento pueden ser críticos en la toma de decisiones de administración de yacimientos para maximizar la productividad.

$$K = \frac{\sigma'_x}{\sigma'_v} \quad \text{Ec. 2}$$

Donde K es la trayectoria de esfuerzos, σ' corresponde al esfuerzo efectivo dado en psi y los subíndices x y v definen la dirección horizontal y vertical respectivamente.

Para determinar la trayectoria de esfuerzos del yacimiento es necesaria la medición de los esfuerzos in situ ya que los valores obtenidos en campo son diferentes a los estimados a través de modelos (tanto experimentales como analíticos) y en la mayoría de los casos dichos valores no coinciden con la trayectoria isótropa (igual a 1.0); de hecho, las mediciones en campo han reportado valores de trayectoria entre 0.14 y 0.76. Lastimosamente, las mediciones de esfuerzos in situ en los campos pueden ser extremadamente costosas, por lo que su aplicación es prohibitiva en la mayoría de las ocasiones.

Las dificultades inherentes a la determinación de las trayectorias de esfuerzos hacen que este tópico sea de gran interés para los investigadores; de hecho, en el 2000 Khan y Teufel y posteriormente Khan y otros publicaron los resultados de un estudio que pretende modelar el comportamiento geomecánico del yacimiento incorporando parámetros geomecánicos y geológicos para realizar la predicción de la trayectoria de esfuerzos del mismo. En el estudio se analizó la importancia que tienen algunas características del yacimiento (tamaño, geometría, propiedades elásticas) y el contraste de estas con sus vecindades en el valor de trayectoria de esfuerzo llegando a la conclusión que dicho valor se hace menor a medida que la relación de aspecto (longitud a espesor del yacimiento) aumenta, y

que este efecto se hace mayor cuando las formaciones circundantes tienen módulos elásticos menores que el yacimiento y cuando el yacimiento es transversalmente isótropo. Adicionalmente, se demostró mediante simulación que la anisotropía de la permeabilidad aumenta con la reducción de la presión de poro y en trayectorias de esfuerzos menores. Nuevamente Khan y Teufel en 2001, presentan un trabajo donde corroboran las conclusiones de los dos estudios anteriores mediante una serie de experimentos triaxiales siguiendo las trayectorias de 0, 0.25, 0.50, 0.75 y 1.0.

Estos trabajos coinciden en términos cualitativos con la realidad del yacimiento al definir el comportamiento de los esfuerzos durante la producción; sin embargo no predicen adecuadamente los valores de campo; por esta razón, los métodos experimentales y de simulación numérica disponibles para determinar la trayectoria de esfuerzos son poco confiables; así que se requiere de métodos experimentales y funciones de escalamiento que permitan definir con mayor precisión estos parámetros del yacimiento. Ahora bien, en cuanto al comportamiento de las propiedades de la roca como función de la trayectoria de esfuerzos; los trabajos realizados indican que existe una dependencia de las propiedades respecto a los esfuerzos aplicados y que la relación respecto a la trayectoria no es tan evidente.

1.2. COMPORTAMIENTO DE LAS PROPIEDADES DEL YACIMIENTO

La compresibilidad del volumen poroso y la permeabilidad son características de los yacimientos que proveen medidas del volumen del yacimiento y su capacidad de flujo. Los estudios de laboratorio han demostrado que estas propiedades son dependientes de los esfuerzos (tanto deviatoricos como promedio) y que cambian

con la trayectoria de esfuerzos seguida; sin embargo, normalmente son medidas bajo cargas hidrostáticas que no reflejan adecuadamente la anisotropía de esfuerzos y por ende no simulan la evolución de los esfuerzos deviatoricos en el campo. Las investigaciones realizadas para analizar estos fenómenos son conocidas como estudios de compactación y tienen por objetivo determinar el comportamiento de las propiedades de la roca durante el proceso de producción.

Son varios los autores que han desarrollado este tipo de investigaciones enfocándose en diferentes tópicos desde las ópticas experimental, analítica y numérica; por ejemplo, en 1981 Rattia y Alí publicaron un estudio de compactación realizado en la Costa Bolívar (Venezuela) donde se discute el efecto de la compactación de la formación en la producción de aceite durante procesos de inyección cíclica y continua de vapor; en dicho estudio se simuló el proceso de inyección de vapor considerando el flujo másico trifásico y el transporte de calor ocurridos durante el proceso encontrándose que el aceite producido en un yacimiento que presenta compactación y está sometido al proceso de inyección cíclica aumenta con el aumento del coeficiente de compactación uniaxial mientras que un yacimiento en inyección continua la compactación no favorece de manera especial la explotación; de hecho; para el caso donde no se tiene compactación se puede perder hasta el 40% del aceite *in situ* recuperable si el campo no es sometido al proceso de inyección continua a tiempo, lo cual afecta su aplicación como proceso subsecuente al de inyección cíclica.

En 1993, Ito y otros presentaron un trabajo donde se analizan aspectos teóricos y prácticos referentes al efecto de la falla de corte ocasionada por el incremento de la presión de poro en el yacimiento durante la inyección de vapor por medio de funciones de pseudo-permeabilidad relativa; estas funciones se obtienen considerando el fenómeno de falla de corte y características similares a las de la

histéresis de permeabilidad relativa. El modelo de pseudo-permeabilidad relativa se aplicó a la simulación del campo Cold Lake de Esso y muestra que la histéresis presenta mayor dependencia del esfuerzo que de la saturación. También en 1993 Thallak y otros publicaron los resultados de un trabajo donde se demuestra la dependencia entre el daño mecánico y los cambios en esfuerzo-deformación ocurridos durante la perforación y el completamiento de pozo y su asociación con los cambios de permeabilidad. En él se considera que las deformaciones plásticas o irreversibles debidas al colapso de poro y al re-ordenamiento de partículas generan alteraciones permanentes en la roca debidas a la anisotropía inducida y que los cambios en permeabilidad están ligados a estados de daño anisótropo, dilatación y cambios en los estados de esfuerzos.

Posteriormente en 2000 Guerrero y otros presentaron un trabajo sobre el efecto de la permeabilidad del yacimiento, la carga inicial, la relación de aspecto, las propiedades mecánicas y físicas del yacimiento y sus alrededores y la compresibilidad del fluido en el índice de productividad y la producción acumulada. El estudio aplicó la técnica de diseño factorial para investigar sistemática y eficientemente las interacciones y efectos que los factores mencionados tienen sobre las dos variables de respuesta, para alcanzar estos objetivos el estudio aplica un modelo 3D en diferencias finitas de deformación roca flujo de fluidos completamente acoplado en el cual se considera un dominio interno y otro externo (los cuales representan el yacimiento y sus alrededores respectivamente); el sistema es tratado como un medio poro-elástico consistente de un esqueleto sólido deformable que se deforma de acuerdo con la teoría de deformación elástica no lineal y un fluido de poro compresible. Los resultados indican que las variables más importantes que afectan la productividad del yacimiento y la producción acumulada son la permeabilidad del yacimiento, la relación de aspecto, el módulo de Young del dominio interno y la compresibilidad del fluido (el efecto de estos dos últimos es del mismo orden).

En 2001, Ong y otros publicaron un estudio donde modelaron la compresibilidad del volumen poroso como función de la presión de poro basándose en registros de pozo. La aproximación considera cambios en los esfuerzos de yacimiento asociados a la trayectoria de esfuerzos e incorpora restricciones que aseguran que la deformación de la roca se presenta en los límites elásticos, también considera el efecto de la anisotropía de esfuerzos utilizando módulos elásticos derivados de las curvas esfuerzo-deformación obtenidos en ensayos de carga triaxial. La metodología propuesta es útil para predecir la compresibilidad del volumen poroso cuando la medición experimental no es posible y requiere como entradas el módulo Bulk, la resistencia compresiva y otras propiedades mecánicas que pueden ser predichas utilizando registros. Los resultados muestran que la compresibilidad del volumen poroso disminuye con la presión de poro y que existe una relación inversa entre la resistencia y esta propiedad, adicionalmente se encontró que la compresibilidad del volumen poroso disminuye con el aumento de la porosidad hasta un valor crítico a partir del cual la compresibilidad del volumen poroso y la porosidad aumentan simultáneamente lo que sugiere que los yacimientos con porosidades menores al valor crítico encontrado están sometidos a un empuje por presión mientras que los yacimientos con porosidades mayores que dicho valor crítico estarán sometidos a un empuje por compactación.

Schutjens y otros publicaron en 2001 un estudio donde se utilizan datos de literatura y experimentales propios para delinear espacios de esfuerzos en 3D cuasi-elásticos, in-elásticos y de falla para rocas con porosidades entre 5 y 15%, 15 a 25% y 25 a 35% las aplicaciones de este modelo incluyen el análisis del dominio cuasi-elástico (donde la teoría elástica puede utilizarse para describir y predecir la deformación de la roca), la compresibilidad del volumen poroso (C_{pp}) y la reducción de la permeabilidad como función de la trayectoria de esfuerzos. El modelo obtenido determina la compactación como función de la trayectoria de esfuerzos y la porosidad; en el estudio se pudieron identificar tres dominios de

compactación a escala mesoscópica con características de deformación específicas, los cuales son: cuasi-elástico, in-elástico y de falla; se encontró además que el cálculo de C_{pp} considerando presión de poro constante sobreestima el valor real de compresibilidad y que en los yacimientos donde el esfuerzo total cambia, se presenta una mayor variación de la porosidad que en aquellos donde el esfuerzo total se mantiene constante y que la variación de la porosidad y la permeabilidad depende solo de las variaciones en esfuerzo promedio efectivo y no de la trayectoria.

Posteriormente en 2006 Lee y otros presentaron los resultados de un trabajo donde se realizó un algoritmo de simulación que acopla la deformación geomecánica con el análisis de presión en pozos sometidos a esfuerzos cuyo objeto es cuantificar la sensibilidad de las propiedades del flujo bifásico en sedimentos clásticos no consolidados; el modelo se desarrolló basándose en pruebas mecánicas y tiene en cuenta la deformación debida a los esfuerzos *in situ* y las implicaciones de la deformación en la porosidad y la permeabilidad de la roca en la región cercana al pozo que a su vez conllevan a variaciones en las condiciones de flujo multifásico; los resultados muestran que se pueden presentar variaciones en la permeabilidad hasta del 13% y en la porosidad hasta del 15% con variaciones de presión de solo 700 psi en la cara del pozo. Por su parte, Sayers y otros presentaron los resultados de una investigación realizada en turbiditas de aguas profundas que han presentado fenómenos de sobre-presión, compactación y falla de revestimiento. En dicho trabajo se evaluaron las implicaciones del proceso de compactación en la explotación y se realizó un modelo tridimensional que permite la interacción de características geológicas y el cambio de esfuerzos; los resultados demostraron que el desarrollo de modelos de simulación que consideran el fenómeno de compactación es fundamental en la planeación de la explotación del yacimiento debido a que permite evaluar la

integridad de los completamientos de pozo y del revestimiento durante el tiempo de explotación del campo.

Como se observa, los estudios de compresibilidad y permeabilidad de la roca como función de los esfuerzos han sido enfocados hacia el modelamiento de la compactación, la predicción de las condiciones de subsidencia y la reducción de la permeabilidad a medida que cambia la presión del yacimiento; se ha llegado a conclusiones coherentes entre los ámbitos analíticos, numéricos y experimentales y se ha definido que si bien la dependencia de estas propiedades como función de los esfuerzos es clara, también parecen existir indicios de una dependencia menor respecto a las trayectorias de esfuerzo. Lastimosamente, los modelos numéricos generados no tienen el alcance requerido para realizar simulaciones generales de campo y los resultados experimentales disponibles son pocos y no permiten la generalización de los comportamientos observados (a pesar de mostrar indicios que facilitarían dicha generalización en un futuro); estas evidencias obligan a continuar realizando esfuerzos en este tema con el fin de contar no solo con herramientas de simulación suficientemente versátiles y robustas para realizar estudios de compactación, sino también con datos experimentales que permitan generalizar las leyes de compresibilidad y permeabilidad “existentes” en las rocas.

1.3. LAS FRACTURAS Y LOS ESFUERZOS DURANTE LA PRODUCCIÓN

Tal como se ha venido demostrando, los procesos de explotación de hidrocarburos en el yacimiento pueden llevar a cambios en los campos de esfuerzos locales y en algunos casos a variaciones de las características del yacimiento (como la re-orientación de fracturas o la re-activación de fallas). Al respecto del fenómeno de re-orientación de fracturas se han realizado estudios

que pretenden no solo ponerlo en evidencia, sino también presentar métodos para modelarlo y proponer estrategias de mitigación del mismo; tal es el caso de Advani y otros en 1981 quienes publicaron un trabajo donde se muestra como las teorías fenomenológicas de la producción de gas están relacionadas con las características de los sistemas de fracturas naturales y su interacción con el fracturamiento inducido demostrando el papel dominante de los esfuerzos *in situ* y de las propiedades mecánicas en las operaciones de fracturamiento hidráulico, adicionalmente se muestra una aplicación realizada en la Cuenca Apalache en el proyecto de *Shales* Gasíferos Orientales del Devónico donde a pesar de observarse una excelente respuesta a los procesos de estimulación se evidencia la re-orientación de esfuerzos, la liberación de esfuerzos tectónicos y el fracturamiento inducido todos ellos ocasionados por la explotación del yacimiento y los cuales son evidenciados a través de registros de pozo y de producción y comprobados con modelos de simulación locales y de pozo único.

Asimismo, Wright y otros en 1995 realizaron un estudio en los yacimientos de diatomita de California, USA, donde se pretendía observar el efecto mecánico de la inyección de agua ya que debido a la baja permeabilidad de la formación, el proceso de inyección de agua ocasionaba el aumento de la presión de poro y cambios en los esfuerzos locales que originaban la re-orientación de fracturas hidráulicas (comprobada mediante registros de pozo); en éste se comprobó que los cambios estaban relacionados con la variación de la presión de poro.

1.4. CASOS DE ESTUDIO

La explotación del yacimiento varía el esfuerzo aplicado sobre la roca e inicia procesos de deformación cuasi-elástica a escala microscópica (Hertzianos),

propagación en contactos de granos, crecimiento y cierre de micro-fracturas, rompimiento del cemento, rotación y deslizamiento de granos y deformación plástica de cristales (mica y arcillas); por esto las rocas pueden mostrar reducción en el volumen (compactación), pérdida de porosidad e incremento en las velocidades acústicas. Se han reportado numerosas consecuencias de la compactación y deformación de yacimientos inducidas por la producción entre los que se incluyen subsidencia, cambios en la permeabilidad, daño en revestimiento y temblores; adicionalmente, el cambio en los esfuerzos totales asociados con la compactación del yacimiento pueden afectar la integridad de sellos, imponiendo restricciones en el peso de los fluidos de perforación, en la definición de trayectorias de pozos *infill* y afectando el diseño del fracturamiento hidráulico. Ahora, también existen efectos benéficos de la compactación como la aparición de mecanismos adicionales para el flujo de hidrocarburos hacia los pozos productores y retrasar o prevenir el influjo de agua. Por esto es importante conocer y entender los cambios en porosidad y permeabilidad ocasionados por la compactación para optimizar la estrategia de completamiento, perforación y producción como función del tiempo y la presión de fluido del yacimiento.

La variación de la permeabilidad y la compresibilidad en el yacimiento son las relaciones mejor estudiadas por los investigadores y esto se debe a su importancia en la definición de las velocidades y estrategias de producción de los pozos. Diferentes investigadores han realizado estudios con el fin de establecer la forma como estas propiedades cambian con los esfuerzos; a continuación se presentan los resultados de algunos casos de estudios realizados en diferentes campos petrolíferos en todo el mundo (como Ekofisk y Cusiana), los cuales permiten dilucidar el espectro de opciones posibles en cuanto a sensibilidad de esfuerzos en el yacimiento se refiere.

1.4.1. Aplicaciones realizadas en areniscas no consolidadas. En 1999, H. Ruistuen y otros publicaron los resultados de un trabajo donde determinaron la influencia de los cambios de la presión de yacimiento durante la producción sobre la compresibilidad y la permeabilidad de areniscas pobremente cementadas del campo Oseberg, Mar del Norte; en el trabajo se propone la medición en yacimiento de las condiciones de esfuerzo iniciales y la actualización de los valores de esfuerzo durante la producción con el fin de determinar la trayectoria de esfuerzos; de manera general se ha encontrado que la trayectoria de esfuerzos durante la producción varía entre 0.16 y 0.76; al comparar los valores medidos en yacimiento contra los valores predichos por los modelos de deformación uniaxial simple se encontró que éstos no representa la situación de campo con exactitud debido a que las trayectorias de esfuerzos están influenciadas por parámetros como la geometría y tamaño del yacimiento, el contraste en las propiedades poro-elásticas entre el yacimiento y las formaciones circundantes y la deformación in-elástica de los medios; adicionalmente las condiciones límite del yacimiento hacen que la deformación uniaxial simple no siempre sea válida.

En el trabajo de Ruistuen se simula la respuesta de la compresibilidad total durante la fase de explotación mediante ensayos de carga donde la temperatura, el esfuerzo axial y de confinamiento se mantienen constantes y se reduce la presión de poro. Los resultados muestran un incremento significativo en la deformación volumétrica con el aumento del esfuerzo efectivo para las trayectorias de esfuerzo menores, este incremento es debido a la compactación ocasionada por el aumento del esfuerzo de corte en estas trayectorias; adicionalmente, se observó que el comportamiento no lineal observado en la compresibilidad puede ser atribuido a procesos de deformación in-elástica en los granos de la roca y que la compresibilidad aumenta a medida que la trayectoria de esfuerzos disminuye. Estos resultados sugieren que la compresibilidad de este tipo de roca es dependiente de la trayectoria de esfuerzos.

Para el caso de la permeabilidad medida en la dirección del máximo esfuerzo no se encontró dependencia de la trayectoria de esfuerzos lo cual puede entenderse mejor si se tiene en cuenta la micro-estructura de la roca ya que está relacionada con la compactación y el esfuerzo de corte aplicado y que el incremento de la cementación ocasiona una reducción en la sensibilidad a los esfuerzos. Adicionalmente, la no linealidad observada es atribuida en mayor grado a la dilatación de la roca que a la compactación y al corte.

Posteriormente en 2005, Guenter y sus colegas presentaron un estudio de caracterización de corazones realizado en South Diana donde se observaron rocas de alta compresibilidad que podrían presentar reducción de la permeabilidad debido a la compactación; dichas rocas fueron evaluadas mediante modelos de simulación, modelos geomecánicos y medidas de corazón con el fin de determinar los límites técnicos para administración de los riesgos relacionados con la compactación de la roca, la integridad del pozo y su productividad. Los análisis realizados reducciones de hasta el 80% de la capacidad de flujo original en varios de los pozos estudiados.

1.4.2. Estudios de sensibilidad a esfuerzos en areniscas consolidadas. Es importante entender el comportamiento de las propiedades de las areniscas consolidadas durante el proceso de producción ya que este fenómeno puede llegar a ser importante en la explotación de hidrocarburos, especialmente si consideramos que una gran parte de las reservas mundiales se encuentran en este tipo de formaciones por esta razón se han realizado varios trabajos de diferente naturaleza en este tema: Morita y otros, publicaron en 1984 un trabajo experimental realizado en areniscas Berea donde se midieron las deformaciones, resistividad eléctrica, propiedades mecánicas, permeabilidad, velocidades P y S y compresibilidad para areniscas Berea siguiendo diferentes trayectorias de carga;

el estudio tuvo por objetivo aislar los factores que afectan las propiedades de la roca y plantear un modelo de ecuaciones para predecir las propiedades de las rocas. Los resultados muestran cinco fases diferentes en el comportamiento de las propiedades de las rocas, las cuales fueron: (i) porción no lineal inicial, la cual representa la apertura, el cierre y el crecimiento de los *cracks* existentes en el medio poroso; (ii) porción lineal que representa la deformación de una estructura porosa rígida, (iii) porción plástica no lineal, la cual corresponde a la extensión de micro-fracturas, (iv) un cambio lineal del volumen en la matriz de roca debido a la presión de poro, el cual se debe a la expansión y contracción proporcional de los granos y los poros y (v) un cambio lineal del volumen en la matriz de roca debido a la temperatura que sucede por las mismas causas presentadas en la fase iv.. Aunque todos los efectos interactúan con los demás y no pueden ser superpuestos, las fases aparecen a diferentes niveles de esfuerzos por lo que la superposición de estos efectos generan una aproximación trabajable; las ecuaciones obtenidas simulan adecuadamente el comportamiento complejo de las rocas bajo diferentes trayectorias de esfuerzos ya que están expresadas en términos de las componentes de la deformación y no de los esfuerzos.

En 1998, Keaney y otros publicaron un trabajo realizado en la arenisca Tennessee (una arenisca de baja porosidad -4.5 a 7.5%- rica en cuarzo, con permeabilidades en el rango de los micro-darcies). En el estudio se determinaron la permeabilidad y las características de almacenamiento de la roca al ser sometida a deformación triaxial. Los ensayos fueron realizados a presiones de confinamiento efectivas de 20 MPa utilizando la técnica de estado transitorio junto con la medición de deformaciones de la roca hasta inducir la falla e incluso después de la falla con el objeto de determinar la influencia de las zonas de cizalla en la permeabilidad. A partir del estudio se identificaron cinco fases vinculadas con la evolución del espacio poroso y la permeabilidad: (1) Durante la etapa de compactación se presenta un cierre elástico del medio poroso (micro-fracturas existentes y límites

inter-granulares) que genera reducción en la permeabilidad y el almacenamiento en un factor cercano a 2, (2) Cuando la dilatancia domina el régimen deformacional, la nucleación y crecimiento de las micro-fracturas generan un incremento en la permeabilidad y el almacenamiento haciendo que los valores de dichas propiedades al final de esta etapa sean considerablemente mayores que los valores iniciales, (3) Cuando el esfuerzo se aproxima a la carga máxima, se desarrollan micro-fracturas alineadas en paralelo con la dirección del máximo esfuerzo; si la falla es frágil, la permeabilidad aumenta durante este periodo hasta superar 17 a 1 el valor inicial, (4) Después de la resistencia máxima las muestras presentan una suavización de la deformación, haciéndose localizada lo que facilita la formación de fracturas macroscópicas y (5) La deformación continua de la roca da como resultado el deslizamiento friccional de la fractura, en esta etapa la permeabilidad alcanza un valor estable que es 1.5 veces mayor que el valor inicial.

Posteriormente en 2003, Heiland publicó un trabajo donde se estudia la permeabilidad bajo incremento de esfuerzos diferenciales en la Formación Arenisca *Flechtinger Bausandstein* (una arenisca del Permiano bien consolidada, con grano fino y permeabilidades en el orden de mili-darcies), debido a sus características petrofísicas, esta roca es un modelo para yacimientos de energía térmica. En el estudio se analizaron dos parámetros con referencia al control de la permeabilidad sometida a esfuerzos triaxiales: (1) la diferencia entre la deformación continua y por etapas y (2) la dependencia entre la evolución de la permeabilidad y la tasa de deformación; durante los experimentos se aplicaron tres trayectorias de carga axial, así: (i) deformación continua con tasa de deformación lateral de $3 \times 10^{-6} \text{ seg}^{-1}$. (ii) deformación continua con tasas de deformación lateral variando entre 6×10^{-7} y $3 \times 10^{-6} \text{ seg}^{-1}$ donde las variaciones de la tasa de deformación tienen lugar en la región anterior al esfuerzo máximo, después del esfuerzo máximo la tasa de deformación fue constante pero menor que la tasa utilizada en la primera fase. (iii) deformación por etapas de la muestra.

Durante los ensayos se observó que la permeabilidad disminuye al comienzo de la fase deformacional y comienza a aumentar justo antes que la fuerza máxima se alcanza, en la región posterior a la fuerza máxima el esfuerzo cae rápidamente y se encuentra un pico en la permeabilidad relacionado con la formación de la banda de cizalla, el desarrollo de la banda de cizalla lleva a un incremento en el espacio poroso que ocasiona una perturbación en la presión y un aumento en la permeabilidad y finalmente, la permeabilidad permanece constante cuando se alcanza el esfuerzo residual (identificado por la estabilidad en el esfuerzo y deformación continua del espécimen); la permeabilidad residual está influenciada por las propiedades hidráulicas de la banda de cizalla, ya que la banda corta diagonalmente la muestra (en la mayoría de los casos). La dependencia entre la deformación volumétrica de la muestra y la permeabilidad es mucho más evidente, de hecho, en la medida en que la compactación es el mecanismo principal de deformación, la permeabilidad disminuye, una vez que inicia el proceso de dilatancia, el valor de permeabilidad comienza a aumentar; sin embargo el aumento no es suficiente para igualar el valor inicial de permeabilidad, finalmente, en la región posterior a la falla se observa una dependencia lineal entre la permeabilidad y la deformación volumétrica.

1.4.3. Sensibilidad a esfuerzos en yacimientos naturalmente fracturados. La permeabilidad de yacimientos naturalmente fracturados puede ser muy sensible a los esfuerzos debido a que las fracturas son superficies en las cuales se presenta una pérdida de cohesión ocasionada por la ruptura de la roca, esto ha motivado a los científicos a realizar estudios con el fin de entender el comportamiento de la permeabilidad de las fracturas y predecirlo como función del esfuerzo al que está sometida la roca y la trayectoria de esfuerzos seguida por el yacimiento durante la producción. Adicionalmente, la subsidencia del campo Ekofisk (Mar del Norte Noruego) a finales de 1984 precipitó un programa de investigación desarrollado con el fin de fortalecer el entendimiento del fenómeno físico y desarrollar métodos

confiables para simular los fenómenos de subsidencia y compactación ya que la subsidencia del Ekofisk se debe a la compactación de la roca de yacimiento (una caliza de alta porosidad) como resultado de la producción de fluidos.

Un ejemplo de esto, es el trabajo de Teufel y Rhett publicado en 1991 donde se consolidan los resultados de un trabajo realizado en el campo Ekofisk; en el trabajo se evidencia como los esfuerzos *in situ* han cambiado debido a la reducción en la presión de poro ocurrida como resultado de la producción; el efecto de la producción y de la caída de la presión en el esfuerzo mínimo horizontal *in situ* en el campo Ekofisk se determinaron a partir de datos de la presión de cierre en fracturas hidráulicas conducidas durante los últimos quince años. Se observó que los esfuerzos efectivos del yacimiento aumentan linealmente con la caída de la presión pero a diferentes velocidades y que la trayectoria de esfuerzos del yacimiento es aproximadamente 0.20; adicionalmente, los experimentos de laboratorio muestran que se presenta falla de corte durante la producción debido a la compactación de la caliza de alta porosidad, que la reducción de la presión del yacimiento incrementará la densidad de fractura y reducirá las dimensiones de los bloques matriciales en el yacimiento fracturado de manera tal que la permeabilidad se mantiene a pesar que las aperturas de las fracturas naturales viejas se cierran con el aumento de la deformación; finalmente los resultados sugieren que el proceso de falla por corte puede contribuir a la buena productividad del campo Ekofisk aunque se presente compactación.

Posteriormente, Teufel y otros publicaron en 1993 un estudio donde se analiza el comportamiento del campo Ekofisk del Mar del Norte y se demuestra la influencia de la anisotropía de esfuerzos horizontales en la conductividad de las fracturas y la permeabilidad del yacimiento. Adicionalmente, se mostró que la permeabilidad de las fracturas es sensible a los esfuerzos y que su valor se reduce a medida que

el esfuerzo efectivo aumenta debido a la reducción de la presión del yacimiento ocasionada por la producción de los fluidos del sistema. También se encontró que los cambios en la permeabilidad dependen de la orientación de las fracturas y de su alineación con el esfuerzo máximo horizontal y que las fracturas alineadas en la dirección de este esfuerzo presentan una menor variación durante la producción.

En 1994, Chin y otros presentaron un trabajo donde incluyeron tres aspectos en la simulación de la compactación y la subsidencia del yacimiento del campo Ekofisk, los cuales son: (i) trayectoria de esfuerzos en el yacimiento durante la reducción de la presión, (ii) impacto de la heterogeneidad de la porosidad de la caliza en el escalamiento de los datos de compactación al comportamiento de campo y (iii) métodos para la simulación con elementos finitos del comportamiento de las capas superpuestas al yacimiento. Los resultados indican que la heterogeneidad en la porosidad puede hacer que un bloque de caliza formado por varias celdas con diferentes porosidades parezca fuerte si no se permite falla por corte pero parezca débil cuando dicha falla es permitida.

Otra clase de yacimientos naturalmente fracturados son los yacimientos de baja permeabilidad donde la caída de presión es la causa primaria en la reducción de la productividad debido a que las fracturas naturales no solo aumentan la porosidad total y la permeabilidad en estos sistemas sino que también incrementan la sensibilidad a esfuerzos de los mismos. Uno de estos yacimientos es el conocido como Campo Cupiagua (Colombia) en el cual Giraldo y otros realizaron un estudio publicado en 2000 donde se evalúa la permeabilidad sensible a esfuerzos en el yacimiento considerando las condiciones del campo: un régimen tectónico de esfuerzos inusual $\sigma_H > \sigma_V > \sigma_h$, la evidencia de fracturas naturales y actividad sísmica en el área. En el estudio se presenta un análisis crítico de las pruebas de pozo acoplado con el análisis interpretativo de corazones y la simulación numérica. Los

resultados sugieren que la reducción de la permeabilidad se debe no solo al efecto de gas condensado en la cara de pozo sino que está asociado con el flujo turbulento y con la reducción de los esfuerzos in-situ y que las variables gobernantes que controlan la permeabilidad sensible a esfuerzos en el campo son: roca del yacimiento (dominio interno), propiedades mecánicas, anisotropía de la permeabilidad, condiciones límites al pozo (flujo constante o presión constante) y estado de esfuerzos in-situ iniciales (deviatoricos o isótropos); en el estudio no se observó efecto importante de las propiedades del fluido (compresibilidad y viscosidad) ni de las características mecánicas del dominio exterior y se concluyó finalmente que la apertura/cierre de las fracturas naturales es un mecanismo para explicar la sensibilidad de los esfuerzos en la productividad presentada por el campo. Una de las recomendaciones más importantes de este estudio es la de conducir ensayos de laboratorio para determinar la permeabilidad corazón como función de los estados de esfuerzos (en condiciones triaxiales), involucrando condiciones de carga y descarga seguidas por el yacimiento y revisando la función de las fracturas naturales en la permeabilidad sensible a esfuerzos.

2. DISEÑO EXPERIMENTAL

El desarrollo de la presente investigación tiene un contexto teórico y experimental si se tiene en cuenta que el objetivo perseguido es el desarrollo de una metodología que permita evaluar y el efecto de la variación de los esfuerzos sobre la productividad de yacimientos en los campos Pauto, Floreña y Volcanera. La metodología propuesta permitirá comprender el comportamiento deformacional de las formaciones productoras en los campos Pauto, Floreña y Volcanera, lo cual redundará en el conocimiento sobre el efecto que tiene la variación de los esfuerzos efectivos en la productividad de los yacimientos estudiados y servirá como apoyo en la priorización y diseño de actividades de desarrollo de estos campos.

Durante esta investigación se describirán las condiciones de micro-fracturamiento, anisotropía, composición, tamaño de grano, permeabilidad, porosidad y compresibilidad de las formaciones productoras de los campos Pauto, Floreña y Volcanera buscando determinar el comportamiento de estas propiedades y el efecto que tiene la variación de los esfuerzos efectivos sobre el medio poroso en términos de productividad del yacimiento. Los resultados obtenidos serán integrados en ecuaciones que permitirán predecir los comportamientos observados experimentalmente.

2.1. SUPOSICIONES TEÓRICAS

A continuación se presenta la hipótesis de trabajo que orienta esta investigación:

- Es posible evaluar el efecto de los esfuerzos en la productividad de yacimientos de los campos Pauto, Floreña y Volcanera ya que se pueden determinar experimentalmente las variaciones de propiedades asociadas a la productividad sucedidas en las rocas cuando se cambia la presión de poro, estas variaciones son: (i) Variación de la porosidad, (ii) Variación de la permeabilidad y (iii) Variación de las compresibilidades; esto se debe a que las formaciones en estudio son sensibles a esfuerzos y deformaciones.

Adicionalmente, se tendrán en cuenta las siguientes suposiciones teóricas como apoyo de la hipótesis principal de trabajo:

- Las características de micro-fracturamiento, la litología y la geometría de poro pueden ser determinadas experimentalmente puesto que pueden ser medidas mediante análisis microscópicos cualitativos y cuantitativos.
- Se puede determinar experimentalmente la variación de la permeabilidad, la compresibilidad y la porosidad con respecto a los esfuerzos efectivos aplicados ya que estas propiedades pueden ser medidas a condiciones triaxiales siguiendo diferentes trayectorias de esfuerzos.
- Se puede modelar el comportamiento de la productividad como función de los esfuerzos efectivos debido a que existe una relación única entre las propiedades de la roca y los esfuerzos en cuestión.

2.2. RESULTADOS ESPERADOS

La presente investigación experimental busca definir una metodología que permita evaluar el efecto de la variación de los esfuerzos sobre la productividad de los yacimientos en los campos Pauto, Floreña y Volcanera.

La aplicación de la metodología propuesta ayudará en la definición de un modelo para predecir el comportamiento de la permeabilidad absoluta y las compresibilidades observado en laboratorio utilizando como información de entrada las condiciones de micro-fracturamiento, la anisotropía de las rocas, la permeabilidad inicial, la porosidad inicial, el estado de esfuerzos y la trayectoria de esfuerzos de las formaciones productoras en estudio. Esta información podrá ser utilizada como apoyo en la toma de decisiones acerca de las estrategias de producción en los yacimientos sensibles a esfuerzos y permitirá comprender el comportamiento deformacional de las formaciones productoras de los campos Pauto, Floreña y Volcanera y la variación que la porosidad, la permeabilidad y la compresibilidad de estas formaciones tienen bajo diferentes trayectorias de esfuerzos y deformaciones lo cual redundará en el conocimiento sobre el efecto que tiene la variación de los esfuerzos efectivos en la productividad de estos yacimientos.

A continuación se presentan algunas variables que pudieran afectar de alguna manera la validez y repetibilidad del modelo desarrollado:

- *Definición del sistema.* Uno de los aspectos de mayor importancia en el desarrollo del modelo es la definición del sistema a modelar, puesto que de

esto dependerá la complejidad matemática y los fenómenos que pueden ser incluidos dentro del planteamiento. En la medida en que la delimitación del sistema a modelar no sea la adecuada se puede llegar a expresiones matemáticas que posteriormente no puedan ser resueltas.

- *Planteamiento matemático.* Durante el desarrollo de un modelo analítico es importante el planteamiento correcto de las ecuaciones que representan la deformación de la roca y el flujo de fluidos en el medio poroso y que dichas ecuaciones tengan solución.
- *Descripción del proceso de deformación de las micro-fracturas.* Teniendo en cuenta que en este caso se quiere describir el efecto de las micro-fracturas en la productividad del yacimiento, se hace necesario representar y evaluar correctamente el comportamiento deformacional de las micro-fracturas y su efecto en la productividad del yacimiento.

2.3. ESTRATEGIA DE CONTRASTACIÓN

La estrategia con la cual se busca contrastar las suposiciones teóricas planteadas para esta investigación es la confirmación. La contrastación realizada se orientará hacia determinar la metodología que permite evaluar el efecto de los esfuerzos en la productividad, adicionalmente, la metodología planteada permitirá definir un modelo para predecir los comportamientos observados en laboratorio.

2.4. DISEÑO DE PRUEBAS

El diseño utilizado en esta investigación es cuasi-experimental debido a que la población objeto de estudio será definido intencionalmente en el área correspondiente a los pozos corazonados de los campos Pauto, Floreña y Volcanera.

2.4.1. Tipo de diseño. Para este caso, el diseño utilizado es de tipo factorial, se han definido dos variables independientes, las cuales han sido agrupadas en tres niveles.

2.4.2. Identificación de variables. Se tendrán en cuenta la siguientes variables independientes:

- Densidad de Fractura.
- Trayectoria de Esfuerzos.

Y las siguientes variables dependientes.

- Permeabilidad absoluta.
- Velocidades acústicas (de corte y compresión, pueden ser P , P_{45} , S_1 , S_2 , S_3).
- Deformaciones de la roca (deformación axial, deformación circunferencial, deformación volumétrica).
- Densidad total de la roca.
- Porosidad.
- Coeficiente de Biot.
- Compresibilidad total.

- Matriz de Coeficientes Elásticas.
- Anisotropía de la onda P.
- Anisotropía de la onda S.

2.4.3. Definición de variables independientes. A continuación se presenta la definición de cada una de las variables involucradas en el diseño experimental:

- *Densidad de Fractura.* Es el número de fracturas presentes en una unidad de volumen dada. Se determina mediante el conteo de micro-fracturas presente en el medio y está dada por la expresión:

$$\varepsilon = \frac{nr^3}{v} \quad \text{Ec. 3}$$

Donde ε es la densidad de fracturas dada en mm^3/mm^3 .

n es el número de fracturas.

r es el radio promedio de las fracturas, mm.

v es el volumen de la roca donde se encuentran las fracturas, mm^3 .

- *Trayectoria de Esfuerzos.* Es el camino seguido por los esfuerzos en un yacimiento durante la producción de fluidos y corresponde a la relación entre el cambio del esfuerzo efectivo horizontal y el esfuerzo efectivo vertical desde las condiciones iniciales del yacimiento durante la caída de presión debida a la producción de fluidos. Es calculada mediante la relación matemática publicada por Ruistein y otros en 1999 y mostrada en la Ec. 2 de este libro.

2.4.4. Estrategias de control de variables. Para facilitar el control de las variables extrañas, el orden de los ensayos se asignará aleatoriamente a cada uno de los especímenes, los ensayos serán realizados en el mismo equipo, por los mismos operadores y con los mismos instrumentos de medición, se mantendrá control sobre la temperatura del sistema, las muestras serán preparadas utilizando los mismos procedimientos y los mismos materiales e insumos.

2.5. MUESTREO

Las muestras utilizadas son cilindros de rocas provenientes de los campos Floreña, Volcanera y Pauto. Los especímenes se seleccionarán entre los corazones de los campos de estudio utilizando como herramienta de apoyo los registros eléctricos de manera que se puedan seleccionar áreas que presenten micro-fracturamiento en el medio poroso. Así que, el muestreo a utilizar será intencional.

2.6. DESARROLLO DEL DISEÑO

2.6.1. Grupo referente. El grupo referente estará conformado por rocas de Berea *Sandstone* que no presentan ningún grado de micro-fracturamiento (o el mismo es despreciable con respecto a los valores encontrados en el grupo experimental). Estas rocas se consideran como homogéneas, no fracturadas ni micro-fracturadas e isotropas por lo que se considera que su comportamiento será referente.

2.6.2. Grupo experimental. El grupo experimental estará dado por especímenes de roca provenientes del yacimiento de los campos Pauto, Floreña y Volcanera.

2.6.3. Esquema de pruebas. Se han definido 3 niveles para cada variable: Nivel bajo, nivel medio y nivel alto. A continuación se presentan las diferentes pruebas que serán realizadas.

- *Pruebas en el grupo de control.* Para el grupo referente se realizarán ensayos considerando los tres niveles de la variable Trayectoria de esfuerzos, ya que se considera que el índice de micro-fracturamiento de este grupo tiene un único valor y es nulo (o ínfimo).
- *Pruebas en el grupo experimental.* Para el grupo experimental se realizarán ensayos combinando los tres niveles de cada variable. De acuerdo con la siguiente matriz de tratamientos:

Tabla 1. Ensayos a realizar en el grupo experimental

Variables	Niveles	Trayectoria de esfuerzos		
		Nivel Bajo	Nivel Medio	Nivel Alto
Densidad de Micro-fracturas	Nivel Bajo	1	2	3
	Nivel Medio	4	5	6
	Nivel Alto	7	8	9

2.7. OBSERVACIÓN

En este caso se utilizará la observación estructurada durante ensayos de compresión triaxial y ensayos de medición de velocidades ultrasónicas a condiciones ambientales con el objeto de obtener la información necesaria para

evaluar los resultados obtenidos a partir del modelo analítico desarrollado. Los parámetros que serán tenidos en cuenta para evaluar el comportamiento de la productividad con la trayectoria de esfuerzos en formaciones micro-fracturadas serán:

1. Variación del micro-fracturamiento obtenido a partir de las medidas de velocidades ultrasónicas a condiciones ambientales.
2. Variación de la deformación de la roca en cada trayectoria de esfuerzo.
3. Variación de la permeabilidad absoluta en cada trayectoria de esfuerzo.
4. Variación de la compresibilidad total de la roca en cada trayectoria de esfuerzo.

2.8. ANÁLISIS DE DATOS

Debido al volumen de información obtenida durante los experimentos, los resultados serán analizados estadísticamente. Inicialmente, se determinarán los valores de las propiedades petrofísicas (porosidad, permeabilidad, densidad y compresibilidad) y posteriormente se realizarán análisis de las propiedades evaluadas mecánicamente (permeabilidad y compresibilidad) para obtener funciones de los esfuerzos promedio efectivos aplicados, trayectoria de esfuerzos y micro-fracturamiento con el fin de determinar el modelo apropiado de sensibilidad a esfuerzos en rocas micro-fracturadas.

3. METODOLOGÍA PARA MODELAR LA PRODUCTIVIDAD DE YACIMIENTOS SENSIBLES A ESFUERZOS

En este capítulo se presenta una metodología robusta desarrollada durante esta investigación, la cual constituye el objetivo general de este trabajo. Esta metodología incluye aspectos de tipo geológico los cuales son integrados a un estudio de mecánica de rocas orientado hacia la determinación de la sensibilidad a esfuerzos de la roca y finalmente considera cálculos matemáticos con el fin de inferir un modelo capaz de predecir el comportamiento de la compresibilidad y la permeabilidad como funciones de los esfuerzos, la trayectoria de esfuerzos y la densidad de micro-fracturamiento de las rocas productoras.

La metodología propuesta se basa en trabajos presentados previamente como el de Schutjens de 2001 en donde se realiza la evaluación de permeabilidad y compresibilidad a condiciones triaxiales en areniscas consolidadas de alta porosidad y permeabilidad y adiciona el estudio de anisotropía como una herramienta para comprender la sensibilidad a esfuerzos en rocas micro-fracturadas de baja porosidad y permeabilidad del tipo *tight gas sands*.

A manera de resumen, la metodología propuesta consta de cuatro etapas bien diferenciadas; la primera fase es el muestreo de los especímenes requeridos para el estudio experimental y la determinación de las propiedades petrofísicas básicas de los mismos; la segunda fase constituye la evaluación de la anisotropía acústica de los especímenes; en la tercera etapa se realizan las estimaciones de densidad de micro-fracturas en los especímenes de ensayo y finalmente la cuarta etapa de

la metodología consta de la evaluación mecánica de los especímenes y la definición del modelo de sensibilidad a esfuerzos de la roca.

3.1. MUESTREO DE ESPECIMENES

En esta etapa de la metodología se definen los puntos de muestreo para realizar los ensayos de sensibilidad a esfuerzos, la definición de dichos puntos se basa tanto en información geológica del pozo, como en información de registros eléctricos que indiquen su capacidad productora. Adicionalmente, se tienen en cuenta restricciones de tamaño, ya que de acuerdo con las normas técnicas disponibles para estudios geomecánicos se requiere que la muestra cumpla con una relación de aspecto de 2:1 (longitud: diámetro).

Al final de esta etapa se obtienen los especímenes que serán utilizados para la definición del modelo de sensibilidad a esfuerzos junto con las propiedades petrofísicas básicas de los mismos. Para esto se procede a realizar el muestreo de especímenes de acuerdo con el siguiente protocolo:

1. Determinar los sectores productores del pozo utilizando registros eléctricos.
2. Verificar la presencia de facies que podrían ser sensibles a esfuerzos dentro de los sectores productores del pozo.
3. Establecer los intervalos de interés para muestreo considerando los puntos 1 y 2.
4. Cortar tantas muestras como sean posibles dentro de los intervalos definidos teniendo en cuenta que las muestras deben tener un diámetro de 1.5 pulgadas y una longitud de 3 pulgadas. El número mínimo de muestras requeridas es de nueve.

5. Preparar las muestras. Este proceso involucra la limpieza de los especímenes cortados y su pulimento.
6. Determinar las propiedades petrofísicas de los especímenes. Se recomienda evaluar a priori los valores de porosidad, permeabilidad al aire y densidad de la roca a condiciones ambientales (o tan cercanas a las ambientales como sea posible, con el fin de minimizar el ensayo mecánico en las muestras).

3.2. EVALUACIÓN DE LA ANISOTROPÍA ACÚSTICA DE ESPECÍMENES

En esta fase se determina la anisotropía acústica en los especímenes de ensayo utilizando mediciones de velocidades ultrasónicas; esta etapa permitirá establecer cuales son las muestras que presentan mayor anisotropía elástica y por lo tanto, mayor micro-fracturamiento; dicha anisotropía elástica es identificada a partir de la determinación de la constante de anisotropía *gamma* y de las diferencias de la velocidad de onda de corte de los diferentes especímenes de ensayo.

El procedimiento seguido para determinación de la anisotropía es el siguiente:

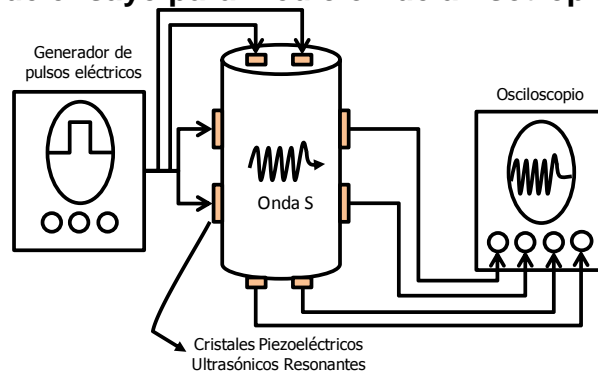
1. Medir las dimensiones y masa de la roca.
2. Calcular la densidad total del espécimen a partir de la ecuación Ec. 4, donde *r* es el radio de la muestra y *l* es su longitud dados en metros; *m* es la masa de la roca medida en kilogramos.

$$\rho = \frac{m}{\pi r^2 l} \quad \text{Ec. 4}$$

3. Preparar el montaje de ensayo para medición de velocidades ultrasónicas de corte en la roca (ver Figura 1), de la siguiente manera:

- a. Instalar los cristales piezoeléctricos S_1 y S_2 en las direcciones horizontal y vertical.
- b. Instalar las conexiones a tierra requeridas para garantizar la transmisión adecuada de la onda de Corte.
- c. Instalar el emisor de pulsos eléctricos y el osciloscopio de manera que se puedan observar las ondas transmitidas en la roca.

Figura 1. Montaje de ensayo para medición de anisotropía



4. Medir los tiempos de viaje de las ondas de corte.
5. Calcular las velocidades ultrasónicas de la roca utilizando la ecuación Ec. 5 en la cual $V_{sd,l}$ corresponde a la velocidad de corte dada en m/s; $d_{d,l}$ corresponde a la distancia de viaje (medida en metros) y $t_{sd,l}$ corresponden a los tiempos de viaje de la onda de corte, dada en segundos (los subíndices d y l denotan al diámetro o la longitud respectivamente).

$$V_{sd,l} = \frac{d_{d,l}}{t_{sd,l}} \quad \text{Ec. 5}$$

6. Determinar la diferencia de velocidad de onda de corte, expresada en microsegundos utilizando la ecuación Ec. 6.

$$\Delta t_s = t_{s1} - t_{s2} \quad \text{Ec. 6}$$

7. Calcular el valor de la constante de anisotropía γ utilizando la ecuación Ec. 7.

$$\gamma = \frac{C_{66} - C_{44}}{2C_{44}} \quad \text{Ec. 7}$$

Las constantes elásticas son calculadas con las expresiones Ec. 8 y Ec. 9.

$$C_{44} = \rho V_{s1b}^2 \quad \text{Ec. 8}$$

$$C_{66} = \rho V_{s1a}^2 \quad \text{Ec. 9}$$

Donde ρ es la densidad total de la roca dada en Kg/m^3 y V es la velocidad de corte dada en m/s .

3.3. ESTIMACIÓN DE LA DENSIDAD DE MICRO-FRACTURAS DE LOS ESPECÍMENES

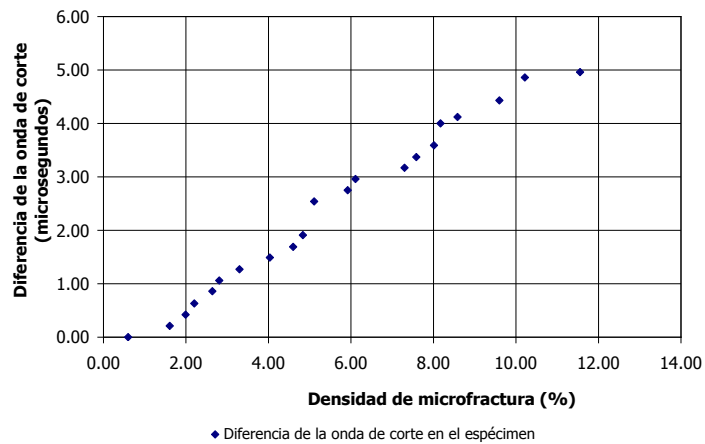
El tercer paso de la metodología consta de la estimación de la densidad de micro-fracturas en los especímenes de ensayo, lo cual se logra mediante la aplicación de la teoría de Thomsen propuesta en 1986 y la cual fue comprobada posteriormente por Rueda y Madero en 2006. Ahora, para esta investigación se realizó un análisis a los valores de densidad de micro-fracturamiento y se encontró que dichos valores son sobre-estimados cuando se aproximan mediante el análisis puro de las diferencias en las velocidades de onda de corte y por el contrario, son sub-estimados cuando se aproximan mediante el análisis de la constante de anisotropía, *gamma*; por esta razón se decidió modificar el método de estimación

de la densidad de micro-fracturamiento para esta aplicación, considerándolo como un promedio aritmético entre las dos aproximaciones anteriores.

A continuación se presenta el método de estimación de la densidad de micro-fracturamiento en los especímenes de ensayo:

1. Con el valor calculado de diferencia de velocidad de corte, entrar en la Figura 2 y leer el valor de la densidad de micro-fracturas del espécimen, ρ_{mf}^V .

Figura 2. Densidad de micro-fracturas vs. Diferencia en velocidades de corte

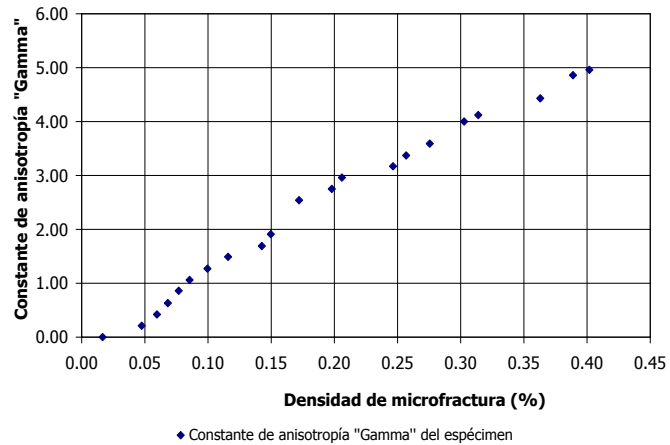


Modificada de Rueda Jenny y Madero Hernán en Metodología Para Determinar Densidad De Micro-fracturas En Rocas Cuya Matriz Presenta Baja Anisotropía, A Partir De Parámetros Anisótropos: Aplicación A La Formación Mirador Del Campo Cupiagua, Piedemonte Llanero. 2006.

2. Con el valor calculado de constante de anisotropía γ , entrar en la Figura 3 y leer nuevamente el valor de la densidad de micro-fracturas del espécimen definida con base en este parámetro, ρ_{mf}^γ .
3. Calcular un valor promedio de densidad de micro-fracturas utilizando la ecuación Ec. 10, donde ρ_{mf} es la densidad de micro-fracturas promedio estimada.

$$\rho_{mf} = \frac{\rho_{mf}^V + \rho_{mf}^\gamma}{2} \quad \text{Ec. 10}$$

Figura 3. Densidad de micro-fracturas vs. Constante de anisotropía γ



Modificada de Rueda Jenny y Madero Hernán en Metodología Para Determinar Densidad De Micro-fracturas En Rocas Cuya Matriz Presenta Baja Anisotropía, A Partir De Parámetros Anisótrpos: Aplicación A La Formación Mirador Del Campo Cupiagua, Piedemonte Llanero. 2006.

4. Agrupar las muestras evaluadas en tres grupos: micro-fracturamiento bajo, micro-fracturamiento medio y micro-fracturamiento alto y establecer el orden de ensayo de cada muestra aleatoriamente de manera que se cumpla el orden propuesto en la Tabla 1.

3.4. EVALUACIÓN MECÁNICA DE LOS ESPECIMENES

En la cuarta etapa de esta metodología se realiza la evaluación mecánica de los especímenes, esta fase tiene por objetivo obtener los datos que darán origen al modelo de sensibilidad a esfuerzos. La evaluación mecánica de las rocas incluye, la realización de ensayos de permeabilidad y compresibilidad a condiciones triaxiales, siguiendo diferentes trayectorias de esfuerzos y la estimación del modelo de sensibilidad a esfuerzos del campo con base en los resultados experimentales obtenidos.

Para esto, se modificaron los protocolos de laboratorio de las pruebas de permeabilidad y compresibilidad de las rocas con el fin de simular las condiciones de producción de los campos; es así, como los ensayos de permeabilidad se realizan con control de presión de inyección y permitiendo la estabilización de la presión de salida y el caudal hasta que se alcance flujo estable en el espécimen. Adicionalmente, tanto los ensayos de permeabilidad como los ensayos de compresibilidad se realizan aplicando esfuerzos axiales y de confinamiento de acuerdo con trayectorias de esfuerzo definidas.

1. Determinar los valores de esfuerzos para realizar los ensayos triaxiales considerando los tres niveles de trayectorias (ver Ec. 2) siguiendo el protocolo:
 - i. Determinar la presión axial (de acuerdo con la ecuación Ec. 11), esta permanecerá constante durante todos los ensayos:

$$P_{axial} = \Delta\sigma_v * h \quad \text{Ec. 11}$$

Donde P_{axial} corresponde a la presión axial a ser aplicada durante el ensayo (Pa), $\Delta\sigma_v$ es el gradiente de esfuerzo vertical del yacimiento (Pa/m) y h es la profundidad del espécimen (m).

- ii. Calcular la presión de confinamiento inicial a utilizar durante el ensayo, utilizando la siguiente ecuación:

$$P_c^1 = \frac{h * (\Delta\sigma_h + \Delta\sigma_H)}{2} \quad \text{Ec. 12}$$

Donde P_c^1 es la presión de confinamiento a aplicar al inicio de los ensayos (Pa) y $\Delta\sigma_h$ es el gradiente de esfuerzo horizontal mínimo de la

formación y $\Delta\sigma$ es el gradiente de esfuerzo horizontal máximo de la formación (los dos gradientes están dados en Pa/m).

- iii. Calcular la presión promedio de cada ensayo a partir de la siguiente ecuación:

$$P_p^i = \frac{P_i^i + 14.65}{2} \quad \text{Ec. 13}$$

Donde P_p^i es la presión de poro promedio en la muestra y P_i^i es la presión de inyección en el ensayo (presiones dadas en Pa); el superíndice i corresponde al número de ensayo utilizado.

- iv. Calcular el delta de presión a aplicar en cada trayectoria de esfuerzos considerando la ecuación Ec. 14:

$$\Delta P_c = \alpha(P_p^i - P_p^{i+1})(K - 1) \quad \text{Ec. 14}$$

Donde ΔP_c corresponde al gradiente de variación de la presión de confinamiento (Pa); α es el módulo de biot, P_p corresponde a las presiones de poro promedio (Pa), K es la trayectoria de esfuerzos evaluada y los superíndices corresponden al número de ensayo.

- v. Determinar el esfuerzo promedio de cada ensayo así:

$$\sigma = \frac{2P_c^i + P_{axial}^i - 3\alpha P_p^i}{3} \quad \text{Ec. 15}$$

Donde σ es el esfuerzo aplicado y P es la presión (Pa). Los subíndices c, axial y p corresponden al confinamiento, presión vertical y de poro respectivamente.

2. Saturar las muestras con aceite para realizar la medición de compresibilidad de la roca, para esto se aplica vacío sobre la muestra con el fin de garantizar que el medio poroso no contenga aire, posteriormente se sumerge la muestra en el fluido de saturación y se controla la variación de su peso; la saturación de la roca se determina utilizando la ecuación Ec. 16; donde M corresponde a la masa dada en Kg, V es el volumen en m³ y ρ representa la densidad medida en Kg/m³, mientras que los subíndices f, T, r corresponden al fluido, total y roca respectivamente. El proceso de saturación finaliza cuando la saturación supere el 97%.

$$S_f = \frac{V_f}{V_T} * 100 = \frac{(M_T - M_r) * \rho_T}{M_T * \rho_f} * 100 \quad \text{Ec. 16}$$

3. Realizar los ensayos de compresibilidad triaxial de granos triaxiales de acuerdo con el siguiente protocolo:
 - i. Instalar los dispositivos de medición de la deformación adecuados, se recomienda que el muestreo de deformación en el espécimen sea por lo menos del 80% de su superficie total,
 - ii. Aplicar la presión axial y de confinamiento sobre la roca de acuerdo con la trayectoria de esfuerzos seleccionada, realizar mediciones de deformación durante este proceso y
 - iii. Retirar la presión aplicada sobre la muestra y realizar mediciones de deformación.
4. Realizar los ensayos de compresibilidad triaxial total de acuerdo con el siguiente protocolo:

- i. Instalar la membrana termoencogible para aislar y controlar el comportamiento de la presión de poro de la muestra.
 - ii. Instalar los dispositivos de medición de la deformación adecuados, se recomienda que el muestreo de deformación en el espécimen sea de por lo menos el 80% de su superficie total.
 - iii. Aplicar las presiones axial y de confinamiento de acuerdo con las trayectorias de esfuerzos a evaluar realizando la medición de deformaciones durante los procesos de carga y descarga y
 - iv. Retirar la muestra de la máquina triaxiales.
5. Realizar la limpieza de las muestras.
6. Saturar nuevamente las muestras con fluido siguiendo las indicaciones del punto 2 de la parte 3.4 de esta metodología; en este caso se seleccionó salmuera, sin embargo puede ser utilizado otro fluido (aceite o gas).
7. Realizar los ensayos triaxiales de desplazamiento de acuerdo con el siguiente protocolo:
 - i. Enchaquetar la muestra con una manga termoencogible de teflón,
 - ii. Instalar los dispositivos de medición de la deformación adecuados, se recomienda que el muestreo de deformación en el espécimen sea por lo menos del 80% de su superficie total,
 - iii. Aplicar la presión inicial de ensayo sobre la roca, realizar mediciones de deformación durante este proceso,
 - iv. Realizar el ensayo de desplazamiento de fluido, medir las caídas de presión en la roca y los volúmenes desplazados, hasta que estos dos valores sean constantes,
 - v. Medir los volúmenes desplazados en estado estable hasta alcanzar un total de diez volúmenes porosos
 - vi. Aplicar el siguiente valor de presión de ensayo de acuerdo con la trayectoria asignada a la muestra y Repetir los pasos iv y v del presente ítem de la metodología,

- vii. Repetir el paso vi de la punto 7 de la sección 3.4 y
 - viii. Retirar la presión aplicada sobre la muestra y realizar mediciones de deformación.
8. Calcular la deformación axial de la roca utilizando la siguiente ecuación:

$$\varepsilon_{\text{axial}} = \frac{L_{\text{final}} - L_{\text{inicial}}}{L_{\text{inicial}}} \quad \text{Ec. 17}$$

En la anterior ecuación, las longitudes, L son medidas en mm.

9. Calcular la deformación circunferencial de la roca utilizando la ecuación Ec. 18, donde C es el perímetro circunferencial de la muestra medido en mm.

$$\varepsilon_{\text{circunferencial}} = \frac{C_{\text{final}} - C_{\text{inicial}}}{C_{\text{inicial}}} \quad \text{Ec. 18}$$

10. Calcular la deformación volumétrica de la roca utilizando la ecuación Ec. 19.

$$\varepsilon_{\text{volumetrica}} = \varepsilon_{\text{axial}} + 2\varepsilon_{\text{circunferencial}} \quad \text{Ec. 19}$$

11. Calcular las compresibilidades de granos y total utilizando la ecuación Ec. 20 y Ec. 21 donde D es el diámetro de la muestra en mm y P es la presión promedio aplicada, expresada en Pa.

$$C_r = - \frac{1}{\pi L_{\text{inicial}} \frac{D_{\text{inicial}}^2}{4}} \frac{\pi/4 (L_{\text{anterior}} D_{\text{anterior}}^2 - L_{\text{actual}} D_{\text{actual}}^2)}{p_{\text{anterior}} - p_{\text{actual}}} \quad \text{Ec. 20}$$

$$C_{bc} = - \frac{1}{\pi L_{\text{inicial}} \frac{D_{\text{inicial}}^2}{4}} \frac{\pi/4 (L_{\text{anterior}} D_{\text{anterior}}^2 - L_{\text{actual}} D_{\text{actual}}^2)}{P_{\text{anterior}} - P_{\text{actual}}} \quad \text{Ec. 21}$$

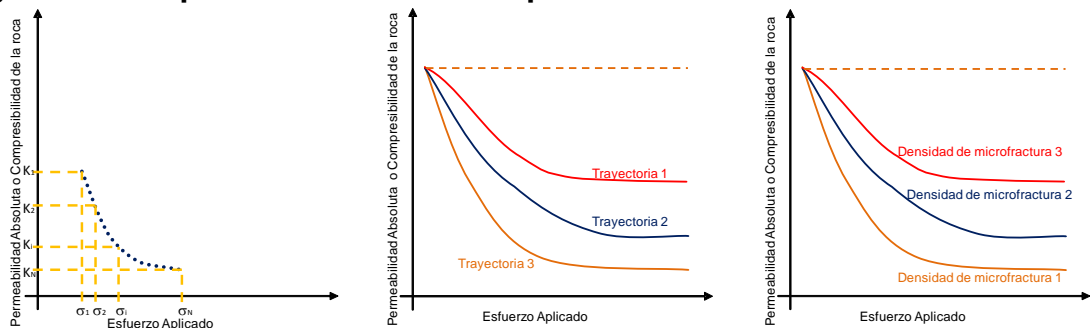
12. Calcular la caída de presión sufrida durante el ensayo de desplazamiento de fluidos. Este valor se obtiene de restar la presión de salida a la presión de inyección de fluidos.
13. Calcular la permeabilidad de la roca utilizando la siguiente ecuación Ec. 22.

$$k = \frac{\mu q L}{A \Delta P} \quad \text{Ec. 22}$$

Donde μ es la viscosidad del fluido en Pa.s, q es el caudal en m^3/s , L es la longitud de la muestra dada en mm, A corresponde al área transversal al flujo medida en m^2 , ΔP es la caída de presión presentada en la muestra registrada en Pa y la permeabilidad k está dada en m^2 , para mayor practicidad la permeabilidad puede ser calculada como mili-darcies (mD) para lo cual solo se requiere multiplicar por $1.013\text{E}12 \text{ mD}/\text{m}^2$.

14. Realizar curvas de comportamiento de compresibilidad y de la permeabilidad como funciones de los esfuerzos, de la trayectoria de esfuerzos seguida y de la densidad de micro-fracturamiento de la roca (en la Figura 4 se observa el comportamiento típico presentado por estas propiedades).

Figura 4. Comportamiento de la Compresibilidad de la Roca



15. Definir el modelo de sensibilidad de esfuerzos considerando las compresibilidades, la porosidad y la permeabilidad como propiedades dependientes de los esfuerzos, la trayectoria y el grado de micro-fracturamiento; de acuerdo con el siguiente protocolo:

- i. Determinar los módulos de esfuerzos y permeabilidad de acuerdo con las ecuaciones:

$$\zeta = \frac{\sigma'_{\text{actual}}}{\sigma'_0} \quad \text{Ec. 23}$$

$$\kappa = \frac{k_{\text{actual}}}{k_0} \quad \text{Ec. 24}$$

Donde el subíndice actual se refiere al valor leído en el estado de esfuerzos actual, el subíndice 0 se refiere al valor leído en el estado de esfuerzos inicial, σ' se refiere al esfuerzo efectivo promedio aplicado, ζ es el *módulo de esfuerzos* y κ es el *módulo de permeabilidad*.

- ii. Estimar las funciones de la compresibilidad total de la roca, $C_{\text{bp}} = f(K, \zeta, \rho_{\text{mf}})$ que representan el comportamiento observado experimentalmente.
- iii. Estimar las funciones de la compresibilidad de granos de la roca asegurándose que estas representan el comportamiento observado en los ensayos.
- iv. Estimar las funciones correspondientes al comportamiento del módulo de permeabilidad absoluta de la roca acorde con los resultados experimentales.

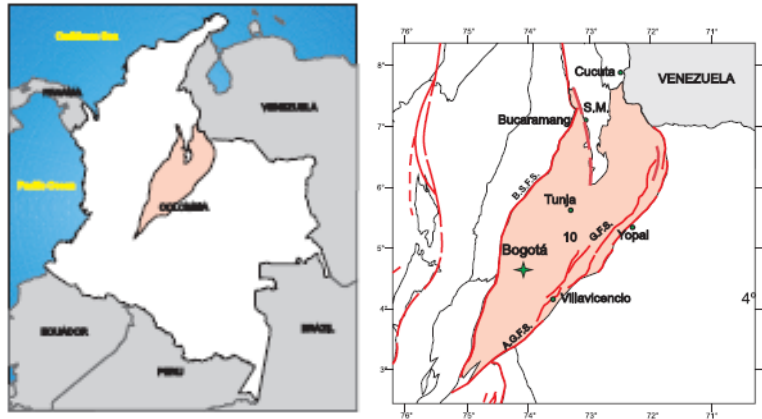
4. ANÁLISIS DE LOS YACIMIENTOS EN ESTUDIO

Antes de realizar un estudio de compactación es necesario conocer las características del yacimiento y de la cuenca donde se encuentra el mismo, esto debido a que el comportamiento observado obedecerá a las características geológicas del mismo. A continuación se presenta la descripción de los yacimientos productores en los campos Pauto, Floreña y Volcanera, junto con las diferentes facies asociadas a la producción, las condiciones de micro-fracturamiento y la descripción de la cuenca donde se encuentran las formaciones productoras. Esta información será utilizada como base para la selección preliminar de los puntos de muestreo a escoger en el estudio geomecánico.

4.1. CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA CUENCA CORDILLERA ORIENTAL

El área de la cuenca es de aproximadamente 60000 Km² y se extiende desde la cuenca del Valle del Río Magdalena hasta la Cuenca de los Llanos Orientales, en esta Cuenca se incluyen los Piedemontes Oriental y Occidental de la Cordillera Oriental (ver Figura 5); los límites orientales y occidentales de la cuenca son escalones de fallas que se sobreponen a las cuencas adyacentes, el límite oriental es el sistema de empuje frontal de la Cordillera Oriental y el occidental son los sistemas de fallas de la Bituima y la Salina; el límite suroriental es el sistema de falla dextral rumbo-deslizante de Algeciras-Garzón y el límite norte son las rocas ígneas y metamórficas del Macizo de Santander.

Figura 5. Ubicación geográfica de la Cuenca Cordillera Oriental



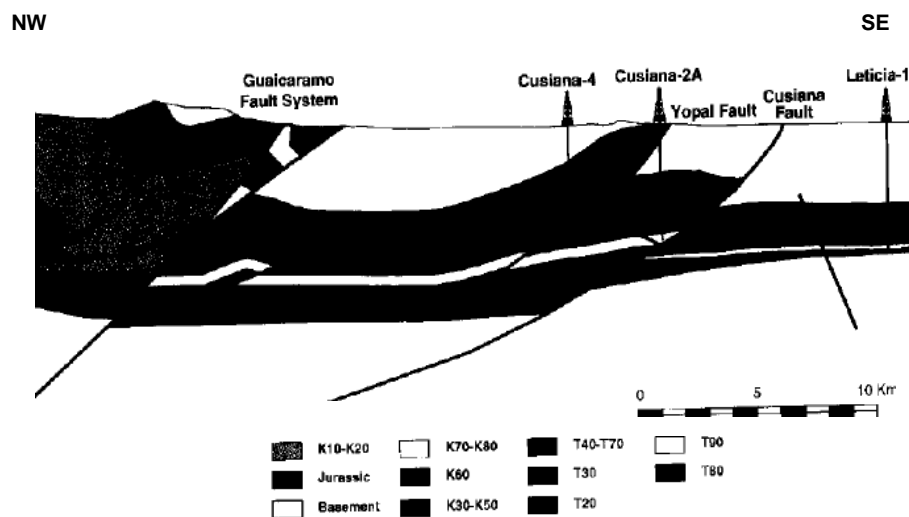
Tomado de Colombian Sedimentary Basins en <http://www.anh.gov.co/es/index.php?id=81>.

En la Cuenca Cordillera Oriental se presentan acumulaciones importantes de hidrocarburos depositadas en yacimientos naturalmente fracturados que podrían ser sensibles a esfuerzos y deformaciones los cuales están compuestos por rocas sedimentarias del Cenozoico de origen continental y del Mesozoico de origen marino las cuales fueron sujetas a procesos de deformación transpresional dextral durante el Paleógeno temprano; lo cual ocasionó el fallamiento y plegamiento de las mismas. Los hidrocarburos producidos por estos campos varían desde petróleo liviano hasta gas (pasando por aceite retrógrado y gas condensado); debido a las características de presión y temperatura de los yacimientos, los fluidos se encuentran en condiciones cercanas a las críticas, lo cual dificulta su modelamiento termodinámico. Ahora bien, para este caso de estudio, se considerará el efecto de los esfuerzos sobre la permeabilidad absoluta de la roca, en otras palabras; se obviarán los efectos debidos a la naturaleza del fluido. Sin embargo, con un tratamiento adecuado estos resultados podrían ser integrados a los análisis composicionales siempre que se tenga en cuenta que la permeabilidad absoluta o hidráulica es independiente de la naturaleza del fluido.

4.2. GEOLOGÍA ESTRUCTURAL DE LOS CAMPOS

De acuerdo con Cooper y otros (1994), la evolución estructural de estos campos corresponde con la siguiente secuencia de eventos (ver Figura 6):

Figura 6. Estructura Típica del Piedemonte Llanero (corte transversal del Campo Cusiana y Piedemonte)



Tomado de *Basin Development and Tectonic History of the Eastern Cordillera and Llanos Basin, Colombia*, 1994.

1. Periodo de *rifting* en el Triásico a Cretáceo Temprano debido a la separación de la placa del Norte y Sur de América, durante la apertura del mar Caribe.
2. Episodios intermitentes de extensión, sobre una serie de fallas extensionales (Fallas de Guaicaramo), y subsidencia pasiva regional en una cuenca *Back-arc* durante el periodo Barremiano a Maestrichtiano.
3. Acreción final de la cordillera Occidental, erosión de la cordillera Central y formación de la cuenca de Ante-país Pre-Andina durante el periodo Maestrichtiano a Paleoceno Temprano.

4. Evento temprano de deformación compresional del Valle del Magdalena y margen occidental de la Cordillera Oriental que llevó a un aumento en la velocidad de convergencia de las placas de Nazca y Sur América durante el Eoceno Medio.
5. Subsistencia y fallamiento local de extensión como respuesta a la flexión de la litosfera en las cuencas de Ante-país (cordilleras Occidental y Central) ocurridas en el periodo Eoceno Tardío a Oligoceno Tardío.
6. Deformación de los Valles del Cauca y Magdalena, subsidencia de la Cuenca Llanos durante el periodo Oligoceno Tardío a Mioceno Temprano.
7. Periodo de subsidencia rápida a medida que la cuenca Ante-país de la Cordillera Oriental migró dentro del área, ocasionando deformación, levantamiento y erosión de la Cordillera Oriental.
8. Fase de compresión e inversión asociada con la formación de la zona frontal de pliegues y cabalgamientos de la Cordillera Oriental.
9. El último evento tectónico en el área fue el desplazamiento del Cabalgamiento de Yopal, esta falla superpone a la Falla de Cusiana en ciertas áreas del yacimiento.

A partir del análisis histórico estructural realizado por Cooper se puede afirmar que el sistema de fallas Cusiana-Támara, ocurrió después del depósito de la parte Superior del Grupo Guadalupe en el Cretáceo tardío, adicionalmente, este tren de fallas parece tener una historia de extensión anterior, de hecho; se encontró que a medida que la deformación de la Cordillera Oriental migraba hacia el oriente, el área del Piedemonte se involucró en el cinturón frontal de pliegues y cabalgamientos, lo que llevó a una compresión a lo largo de un tren con azimut NW-SE que ocasionó la inversión del bloque colgante de la falla de Cusiana.

En el área de estudio se encuentran rocas depositadas en el Cretáceo (Formación Une, Guadalupe) y en el Terciario (formaciones Barco, Mirador, Los Cuervos); el modelo estructural asume una geometría plegada de las unidades del yacimiento donde se presentan diferentes fallas que establecen dominios y sectores individuales para cada uno de los campos. A continuación se presentan los elementos estructurales más relevantes para la descripción de los Campos:

1. Pliegue Anticlinal: Pliegue recumbante, asimétrico de doble cabeceo, se presenta a la altura del yacimiento y define la trampa del campo, incluye el flanco posterior (altamente inclinado) y el anterior (vertical e inverso).
2. Falla Cruzada: Esta falla cruzada tiene dirección WNW-ESE y divide el yacimiento en secciones separadas, presenta una componente de movimiento dextral y está unida a la terminación del pliegue y al imbricamiento diferencial de la zona.
3. Dominio Norte: Es un pliegue cabeceado en la dirección NE, que se encuentra en el área que fue movida dextralmente al NE de la falla transversal del Campo.
4. Dominio Central: Terminación del pliegue anterior, corre paralelo a la Falla cruzada.
5. Dominio Sur: Pliegue cabeceado en la dirección SW, que se presenta al sur de la falla cruzada, por detrás del Dominio Central.
6. Falla de Yopal: Se trata de una inconformidad de superficie, que se reactivó como falla de compresión y que separa la secuencia de cobertura (Formación Carbonera Baja), del pliegue del yacimiento.
7. Primera Falla Imbricada: Es la superior del anticlinal (teniendo en cuenta las tres estructuras sintéticas paralelas inferiores), esta falla disecciona el flanco frontal del pliegue y tiene una presencia más notable en el dominio sur, donde

se separa de otros dos pliegues (estas tres estructuras se unen para dar origen al cabalgamiento sintético que se presenta en el dominio norte).

8. Falla Central: Es la sección de la mitad y divide el flanco frontal del pliegue cortándolo hasta el plano axial del pliegue en la Formación Mirador, ubicado en el dominio sur y forma la rampa lateral en el dominio central al sur del dominio norte.
9. Falla Frontal: Es la sección más plana e inferior, divide el flanco frontal que subyace a las demás fallas en el dominio norte, pero está separado en una placa inferior en el dominio sur (debido a la fuerte buzamiento hacia el sur de la falla).
10. Pliegue Trasero: El pliegue trasero está dirigido hacia el interior de la cuenca de los Llanos (corta la falla central y la falla primera imbricada), aunque se extiende por todo el campo, está mejor desarrollado en el dominio sur (allá es el núcleo de la placa inferior).
11. Flanco Trasero: Se refiere al flanco del pliegue que buza al NW de la cuenca, tiene una inclinación de moderada a fuerte.
12. Flanco Frontal: Se refiere al flanco del pliegue que buza al SE, presenta una inclinación que varía desde la vertical, hasta la reversión de los estratos.
13. Cresta del Pliegue: Es el pliegue secundario subordinado, que se presenta en la separación de las fallas imbricadas Central y Primera, esta estructura se presenta paralela al pliegue y cercana a la terminación del pliegue en el Mirador Superior.
14. Placa Inferior: Es un área compleja que yace en dirección de la cordillera, por debajo del flanco frontal, limitada por las fallas Central y Frontal y por el pliegue. Ocupa el nivel estructural más bajo, sirve como punto de partida para la rampa del pliegue y está localizada en el dominio sur del campo.

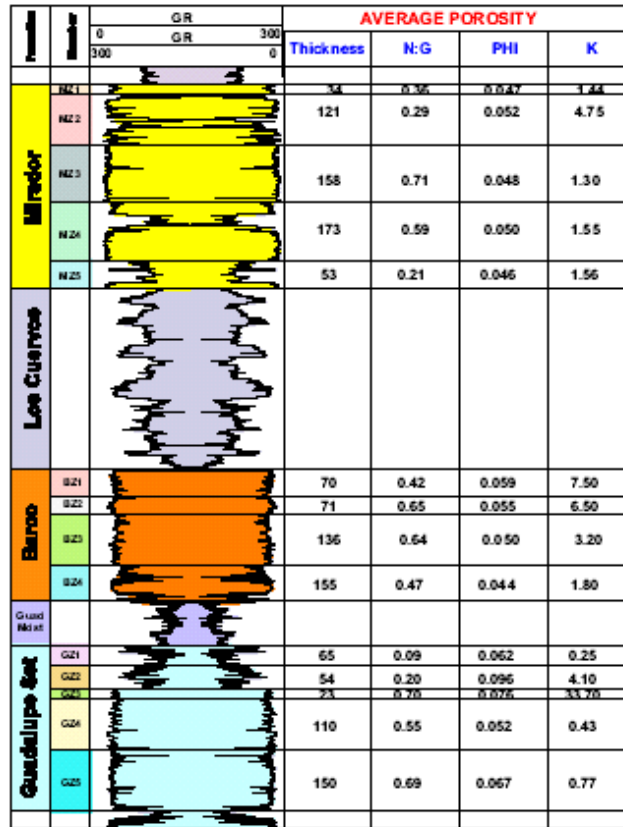
4.3. SISTEMA DE PETRÓLEO

El sistema de petróleo de los campos de la zona Piedemonte Llanero y Llanos Orientales, está compuesto por trampas estructurales formadas básicamente por anticlinales y sinclinales con alineamiento en la dirección NE-SW. En estos campos se tienen tres yacimientos clásticos (2 de cuarzo arenita limpia y uno de fosfatos) que son las formaciones Guadalupe, Barco y Mirador, las cuales están selladas en el tope por una secuencia paralela dominada por lodolitas (Formación Carbonera), y en el fondo por la Formación Gacheta.

Además de este modelo estructural básico, el campo presenta ciertas complicaciones como son: unas intercalaciones delgadas de arcillas carbónicas, conocidas como Formación Los Cuervos, la imbricación de las unidades de yacimiento en la placa inferior (Formación Gacheta) y la degradación de la calidad del yacimiento debida a la cementación con Cuarzo. En la Figura 7 se presenta la columna generalizada de la Cuenca de Piedemonte Llanero Oriental de Colombia.

4.3.1. Yacimientos. Las principales unidades de arenisca (formaciones Barco, Mirador y Guadalupe), tienen espesores entre 125 y 180 metros y presentan porosidades que varían en el rango de 5 a 12%, apilados con secuencias de arenas que no corresponden a los yacimientos. A pesar que la depositación fue continua, en las formaciones Barco, Guadalupe, Cuervos y Mirador, pueden observarse tres periodos donde la depositación se detuvo, estos periodos son: Cretáceo/Pre-cretáceo, Maestrichtiano/Paleoceno, y final del Eoceno.

Figura 7. Columna estratigráfica generalizada de los Campos del Piedemonte Llanero



Tomado de *Well Summary* 2001 BP Exploration Company of Colombia.

Mirador es una Formación del final del Eoceno, se trata de una cuarzo arenita de espesor de 170 m; Barco data de final del Paleoceno, esta Formación parte de cuenca Llanos (Piedemonte) y tiene un espesor de 125 m, es una sucesión de bioturbiditas de estuario, lodolitas y arenas de origen fluvial, cubierta por la Formación Los Cuervos (arcillas). Finalmente, Guadalupe que fue depositada al final del Cretáceo, está conformada por arenas de Cuarzo y de Fosfato y presenta un espesor de 180 m esta es la unidad que presenta mayor índice de porosidad lo cual puede deberse a la presencia de granos fosfáticos y pilo-silicatos que restringen la formación de cemento de Cuarzo.

4.3.2. Sellos. Los sellos internos se presentan en la Formación Guadalupe (arcilla), los Cuervos y Guadalupe Superior (lodolita). El sello principal al tope del yacimiento es la Formación Carbonera, este sello presenta buena integridad a pesar de la presencia de fracturas regionales que disminuyen su capacidad sellante en la zona del Piedemonte, adicionalmente, se encuentran fracturas circundantes al yacimiento las cuales mejoran las capacidades de sello alrededor de los pliegues.

4.3.3.

En cuanto a la Formación Carbonera, esta Formación data del Oligomioceno, y está constituida básicamente por lodolitas y arcillas con al menos dos intervalos de arena, en esta Formación se presenta bioturbación y mantos de carbón, su espesor es de 3.5 Km.

4.3.4. Fuente. Las formaciones fuentes del petróleo en los yacimientos del Piedemonte no corresponden únicamente a la Formación Gacheta, sino que también se presentan varios horizontes intercalados en las mismas formaciones productoras de aceite (formaciones Barco y Mirador).

4.3.5. Trampas. En los Campos de Piedemonte se tienen pliegues asimétricos, de naturaleza recumbante y casi iso-clinal. El flanco oeste de estos pliegues - orientado hacia la cordillera- buza a aproximadamente 50°, mientras que el flanco oriental -orientado hacia los llanos-, presenta un buzamiento vertical o invertido y está imbricado por varias estructuras.

4.4. PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LOS YACIMIENTOS

Los procesos que afectaron formación de las areniscas de estos campos son principalmente: precipitación de calcita, piritita y caolinita y disolución del cemento de cuarzo. En la Tabla 2 se observa la historia de los procesos diagenéticos sufridos por las rocas del campo.

Tabla 2. Historia diagenética de los yacimientos de Piedemonte

EVENTO	PROFUNDIDAD DEL ENTERRAMIENTO						
	SOMERO			→	PROFUNDO		
Precipitación Cuarzo							
Precipitación Caolinita							
Precipitación Calcita							
Precipitación Piritita							
Deformación							

Las propiedades físicas de los yacimientos fueron determinadas a partir análisis realizados en laboratorio -microscopía electrónica de dispersión inversa, microscopía electrónica secundaria y luminiscencia catódica-, las rocas seleccionadas presentaban las características de deformación y fractura más representativas de los yacimientos del campo y los resultados fueron correlacionados con los datos obtenidos de los registros de pozo.

4.4.1. Formación Mirador. Se trata de areniscas de grano medio, bien sorteadas, que presentan zonas pulidas y fallas discontinuas, las areniscas están

compuestas en un ~90% de Cuarzo, menos de 5% de Caolinita y de Pirita, con porosidades desde ~4% hasta ~9%. La historia diagenética indica que existió una precipitación extensiva de Cuarzo, Pirita y Caolinita -sucedida al parecer simultáneamente durante el enterramiento de los sedimentos- debida al crecimiento excesivo de los cristales; fracturamiento vertical en algunas zonas de la formación (fácil de observar a 14853' 3") y disolución de cuarzo en los contactos con los granos.

La Formación Mirador contiene numerosas fracturas abiertas muy delgadas cuyo espesor varía entre ~50 μ m y ~100 μ m, las cuales se hacen más frecuentes en las cercanías de las superficies pulidas, las fracturas tienden a ser paralelas a un conjunto de micro-fracturas cementadas con cuarzo. Se presenta también una pequeña cantidad de granos fracturados asociados con el desarrollo de las fracturas, esto sugiere que las fracturas cementadas son naturales, pero las abiertas pueden ser consecuencia de la perforación, la manipulación de los corazones, la relajación de los esfuerzos o la preparación de los especímenes, es decir, las fracturas son naturales, pero fueron abiertas desde la perforación o durante la extracción de los corazones.

También se presentan algunas zonas con fallas cata-clásticas de porosidad similar a la de la matriz de granos -ligeramente superior-, la zona fallada muestra una leve disminución en el tamaño de los granos, este tipo de deformación se presentó después de la precipitación de cuarzo y los granos de las micro-fracturas están parcialmente cementados con cuarzo, las fracturas no están directamente conectadas entre sí, sino que están unidas por una serie de micro-fracturas abiertas muy pequeñas de espesor menor a 10 μ m de origen desconocido (creadas probablemente durante la perforación o extracción de los corazones).

La mayoría de las rocas falladas tienen una porosidad reducida con respecto a las rocas intactas (~3%), esta reducción en la porosidad es inducida por la deformación de los granos -colapso y reducción del tamaño promedio de los granos- durante el fracturamiento, que facilitó el empaquetamiento al interior de la matriz. En algunos sectores de la superficie de la formación Mirador se pueden observar barreras al flujo.

4.4.2. Formación Los Cuervos. Se trata de una mezcla de arenisca y limolita que contiene fracturas verticales cementadas, donde la arenisca está compuesta por un ~97% de Cuarzo, ~1% de Pirita y tiene porosidad de 2%; el principal proceso diagenético de la roca fue la compactación mecánica que originó la reducción de la porosidad de la roca hasta un nivel en el cual cualquier otro tipo de alteración diagenética es prácticamente prohibitivo.

El promedio de amplitud de las fracturas es de ~200 μ m, y están parcialmente cementadas con Calcita, aunque las fracturas están parcialmente abiertas, no se puede determinar la sincronía de la precipitación de la Calcita debido a la ausencia de alteraciones genéticas ocurridas en la matriz, sin embargo, con base en las características observadas se puede inducir que fue un fenómeno tardío. Adicionalmente, no se puede discernir si la apertura fue producida durante la perforación y/o la extracción del corazón o como resultado de algún proceso diagenético ocurrido en la roca.

4.4.3. Formación Barco. Está conformada por una arenisca de grano medio, bien sorteada que contiene ~1% de Pirita, ~92% de Cuarzo, ~2% de Caolinita y porosidad promedio de ~6% a ~10%; la historia diagenética de la roca involucra la

precipitación de Pirita, Cuarzo y Caolinita durante el enterramiento de la roca, el Cuarzo ocupa ~17% del volumen de la roca.

Se presentan fallas cata-clásticas delgadas de poca amplitud ($\ll 1$ mm -la amplitud de las fracturas tiene valores cercanos a $50 \mu\text{m}$), con un fuerte ángulo de buzamiento y organizadas en forma de clúster, se presenta una reducción moderada del tamaño de los granos en algunas zonas de la matriz, sin embargo, se puede observar cementación y disolución de cuarzo después de la deformación inicial, es posible que el fracturamiento de la roca se haya presentado en una etapa intermedia durante la fase de cementación con cuarzo. Las fracturas abiertas fueron producidas por la reactivación de una falla cata-clástica, no se evidencia cemento en tales características de deformación, así que es posible que este último fracturamiento se haya originado artificialmente durante el proceso de Corazonamiento.

También se observa una disminución en los valores de porosidad de las muestras fracturadas (aproximadamente del 50%), debido al re-ordenamiento de los granos dentro de la estructura, la presencia y precipitación de Pilo-silicato, el colapso de algunos granos debido a la falla y la reducción del tamaño de los granos. Esta clase de daño de los granos se presenta en algunas zonas específicas de la formación (no es un comportamiento generalizado). Adicionalmente, la arenisca de la Formación Barco presenta ciertas barreras al flujo, algunas estilolitas, cataclasitas y micro-canales (porosidades alrededor de 9 y 13%). Las cataclasitas y los micro-canales no presentan deformaciones posteriores a la cementación.

4.4.4. Formación Guadalupe. La arenisca que conforma la formación Guadalupe presenta un alto contenido de Pilo-silicato, es una arena bien sorteada, con granos de tamaño medio a fino. La arenisca que conforma la matriz original está compuesta por 79% a 90% de Cuarzo, 1 a 13% de Caolinita, 1 a 4% de Mica, ~2% de Clorita, porcentajes muy bajos de Feldespatos de Potasio y Apatita y una porosidad que varía entre ~2% y 8%, se puede inducir de los análisis realizados que la reducción de la porosidad en la roca fue cercana al 75% en las áreas que presentan mayores índices de deformación. Probablemente la Caolinita es de origen detrítico o fue depositada durante el enterramiento inicial de la formación.

La historia diagenética de la roca involucra la precipitación y disolución de Cuarzo, Calcita y Caolinita durante el enterramiento profundo, el Cuarzo autigénico ocupa aproximadamente entre el 3% y el 23% del volumen de la roca; se estima que la precipitación de minerales ocurrió a altas temperaturas (> 100°C). La Mica está distribuida con láminas ricas en Pilo-silicato, las Micas parecen tener origen detrítico o fueron precipitadas durante el enterramiento inicial, pero fueron re-cristalizadas en forma más estables (Diquitas) durante el enterramiento profundo.

La Formación presenta fallas cata-clásticas delgadas de ángulos pequeños y poca amplitud (1 mm de espesor) unidas por fracturas de 10 μm de espesor, estas fallas tienen porosidad de hasta 10%, valor ligeramente superior al de la porosidad promedio de la matriz; las fallas tienen pequeñas cantidades de cemento precipitado y datan de épocas posteriores al sobre-crecimiento de cuarzo además, presentan áreas de cementación posteriores a la deformación original. Adicionalmente, tiene una alta densidad de fallas cata-clásticas de bajo ángulo y amplitud variables (20 μm a 200 μm de amplitud) y sub-verticales muy delgadas (<0.5 μm de amplitud), las cuales fueron originadas después de la cementación de

Cuarzo y presentan una cementación parcial con dolomita, Calcita y Cuarzo, en la mayoría de los casos, la roca fallada tiene virtualmente la misma porosidad de la roca intacta.

Se presenta la alineación de los Pilo-silicato alrededor de las fallas (en ángulos cercanos a 60°), pero no tiene un efecto dramático en la porosidad ya que ocasiona solamente una redistribución de la micro-porosidad y de los granos de arcilla. Las fallas están cementadas por Calcita y Caolinita pseudo-hexagonal, esto sugiere que el fallamiento y la precipitación de minerales ocurrieron a temperaturas mayores a los 100°C .

Existe un segundo grupo de fallas que están orientados a 120° , pero no experimentan ninguna clase de cementación de las estructuras, por lo que se induce que este grupo de arcillas no es de origen natural, sino más bien inducido durante la perforación de los corazones. La estructura presenta también unas superficies deslizantes en las áreas más superiores, ciertas barreras al flujo de fluidos.

4.5. DESCRIPCIÓN SEDIMENTOLÓGICA Y DE FRACTURAS DE LOS YACIMIENTOS

El estudio de las características sedimentológicas y del sistema fracturado ayuda a entender el papel que tienen las fracturas en el desarrollo de las diferentes vías de acumulación y flujo de hidrocarburos; así que con el fin de identificar las estrategias adecuadas en la optimización del desarrollo de los campos Pauto,

Floreña y Volcanera, se realizó la caracterización sedimentológica y de fracturas a nivel mesoscópico en los corazones disponibles de estos campos (estudio dirigido por Ortiz en 2006). A continuación se reseñan brevemente los principales hallazgos de este estudio, que permitieron establecer los puntos de muestreo de interés para el desarrollo de la presente investigación.

4.5.1. Descripción de Facies. A partir del análisis mesoscópico de 137.97 m de núcleo de diámetro completo, pertenecientes a las Formaciones Mirador (131.85 m) y Barco (6.12 m) se diferenciaron las siguientes facies:

1. Facies Ae: arenisca cuarzosa de grano fino a grueso con bordes sub-angulares a sub-redondeados y sorteamiento pobre a moderado la cual presenta estratificación cruzada en artesa (Figura 8a) con cemento silíceo moderado a abundante. En ella se observan minerales opacos, fragmentos carbonosos, caolinita intersticial, precipitación de óxidos de hierro y materia orgánica en superficies estilolíticas y pre-estilolíticas paralelos a la estratificación; la impregnación en algunas zonas de la facies es alta. Estas características indican que se depositó en corrientes de canales fluviales y tiene una aparición del 84.72%.

Figura 8. a) Facies Ae, b) Facies Abri, c) Facies Acep

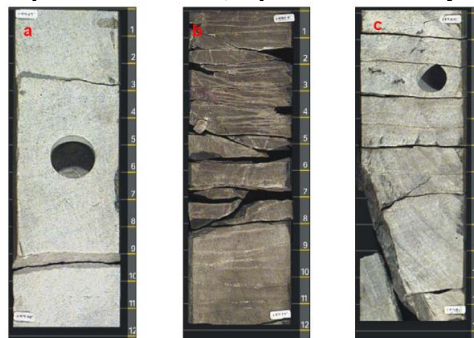


Figura tomada del Informe técnico Impacto Geomecánico y Yacimientos Naturalmente Fracturados, figura 1, página 4.

2. Facies Abri: es una arenisca cuarzosa bio-turbada de color café amarillento oscuro, de grano fino con abundante cemento silíceo cuya selección es moderada y donde se observan granos con bordes sub-angulares a sub-redondeados, esta facies presenta estilolitos y bioturbación intensa no diferenciada cortando la laminación (Figura 8b); las características encontradas indican que esta facies se depositó en corrientes con régimen de flujo bajo. Su porcentaje de aparición es de 0.44%.
3. Facies Acep: se trata de una arenisca cuarzosa conglomerática de grano fino a grueso con contornos sub-angulares a sub-redondeados de selección pobre a moderada y buena cementación de sílice, en ella se observa estratificación cruzada y agrupaciones de grano muy grueso a guijos con abundante material carbonoso (Figura 8c); algunos intervalos presentan cantos flotantes de cuarzo tamaño guijo; se estima que se depositó en corrientes de alto régimen de flujo debido a los tamaños de grano observados. Su porcentaje de aparición es de 1.18%.
4. Facies Abre: se trata de una cuarzo-arenita bio-turbada con relictos de estratificación cruzada en artesa de color gris muy claro, en esta roca se encuentran ichnofósiles tipo *Ophiomorpha*; adicionalmente, tiene una cementación fuerte de sílice y presenta granos de tamaño fino a medio y una selección moderada a pobre, de manera que se observan granos gruesos y hasta guijos de cuarzo flotantes con contornos sub-angulares a angulares(ver Figura 9a); la depositación de esta facies corresponde a corrientes de régimen de flujo bajo. La aparición de esta facies en el corazón es de 6.66%.
5. Facies Ab: corresponde a una arenisca cuarzosa de color gris medio de grano fino a grueso donde domina el tamaño de grano medio, la selección de granos es moderada a pobre, presentando gránulos y guijos flotantes, los detritos

presentan contornos sub-angulares a sub-redondeados (ver Figura 9b); la roca se encuentra fuertemente silificada. Presenta bio-turbación y los ichnofósiles dominantes son la Ophiomorpha y el Diplocraterium. Se considera que esta facies fue depositada en corrientes con bajo régimen de flujo y su presencia en las formaciones es de 5.92%.

Figura 9. a) Facies Abre, b) Facies Cep, c) Facies Ab

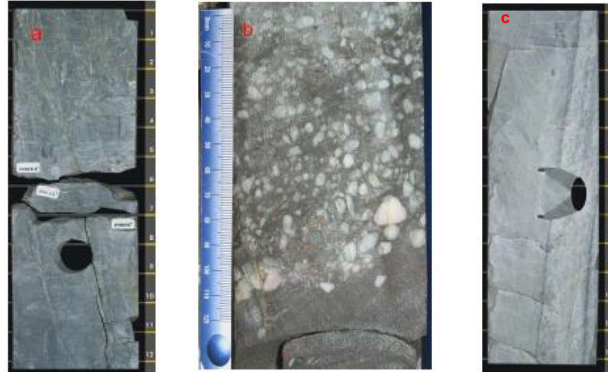


Figura modificada del Informe técnico Impacto Geomecánico y Yacimientos Naturalmente Fracturados.

6. Facies Cep: Está conformada por una roca tipo conglomerado arenoso de color gris claro medio con granos sub-redondeados a sub-angulares de baja esfericidad y sorteamiento pobre, esta facies presenta alta cementación silícea y una matriz cuarzosa de grano medio; se observa estratificación cruzada con pebbles y en algunos intervalos se observa también caolinita intersticial e intra-clastos limosos (ver Figura 9c). Las características observadas indican que la roca fue depositada en canales fluviales con régimen de flujo alto. Su porcentaje de aparición es de 1.08%.

4.5.2. Interpretación Ambiental

Formación Mirador. Esta Formación se depositó en canales fluviales con variaciones en el régimen de flujo. De manera que se depositaron areniscas de grano fino a grueso con estratificación cruzada en artesa en corrientes de moderada a alta energía y también se depositaron areniscas de grano fino bioturbadas con relictos de laminación en regímenes de flujo bajo.

Formación Barco. El ambiente de depositación de esta Formación corresponde a canales fluviales, donde los depósitos principales corresponden a areniscas cuarzosas de selección moderada con estratificación cruzada.

4.5.3. Descripción del fracturamiento del Yacimiento. Las fracturas naturales de las formaciones en estudio presentan características que corresponden a condiciones aceptables a óptimas para el flujo de hidrocarburos en pozo; de hecho, es posible que por ellas pueda fluir gas o un crudo liviano. La porosidad generada por fracturas naturales es de 0,29% para la Formación Mirador y de 0,57% para la Formación Barco.

Es una zona con alta densidad de fracturas, donde se presentan básicamente tres tipos de fracturas: cata-clásticas (de origen extensivo y compresivo), abiertas y cementadas (ocasionadas por disgregación, y menos comunes en el yacimiento).

Las fallas compresivas están ubicadas principalmente en las formaciones Barco y Mirador y con menor frecuencia en la formación Guadalupe (debido a la cercanía de las estructura comprimida).

Las fracturas extensivas son más comunes en Barco y Mirador, están rodeadas de micro-fracturas cementadas con cuarzo, y son las características que controlan la ubicación de las fracturas abiertas que fueron originadas en épocas posteriores al levantamiento de la cordillera oriental. Además, se supone que la cementación de cuarzo disminuye la porosidad, pero no afecta la permeabilidad.

4.5.4. Relación facies–fracturas. En términos generales, los esfuerzos que han afectado a los campos son menores que la resistencia mecánica de las rocas de yacimiento, por lo cual se observa un predominio de zonas con fracturamiento bajo y sin fracturamiento; así, la facies Ae presenta diferentes grados de fracturamiento donde es notable el predominio del fracturamiento bajo, en la facies Acep no se presentan fracturas naturales y la facies Abri posee características que favorecen la disposición de las rocas a fracturarse (tamaño de grano fino, zonas de debilidad causadas por bioturbación y bajo espesor de la capa), y el rango de fracturamiento es alto.

4.5.5. Estratigrafía Mecánica. Al generar la estratigrafía mecánica se debe considerar que las capas con espesores más delgados, tienen un fracturamiento menos espaciado, y entre menor sea el tamaño de grano en las areniscas, su tendencia a fracturarse es mayor. Considerando esto, las variaciones de facies, el grado de cementación y la caracterización de fracturas, se agruparon intervalos de roca con propiedades geomecánicas similares, en los cuales fue calculado el índice de fracturamiento ($IF = \text{Número de Fracturas} / \text{Espesor del Intervalo}$).

Los resultados obtenidos permiten diferenciar cuatro rangos de fracturamiento:

1. Intervalos no fracturados ($IF = 0$).

2. Fracturamiento bajo (IF = 0.01 – 0.4).
3. Fracturamiento moderado (0.5 – 0.9).
4. Fracturamiento alto (≥ 1).

La facies Abre está caracterizada por areniscas de tamaño de grano fino donde el espesor de la capa no sobrepasa los dos pies y favorece su disposición a fracturarse; en esta facies se observa un IF mayor que 1 el cual corresponde al rango de fracturamiento alto. La capa de mayor espesor es la de facies Ae donde el rango de fracturamiento es variado con predominio de fracturamiento bajo. Finalmente, la facies Acep tiene tamaño de grano grueso y no se encuentra fracturada. Considerando las características observadas en los corazones estudiados, se recomienda realizar un muestreo en las facies Abre, Abri y Ae; ya que estas facies presentan diferentes grados de fracturamiento y sus características de porosidad favorecen el almacenamiento de fluidos, lo cual puede traducirse en potenciales adecuados de productividad para los campos en estudio.

5. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PROPUESTA: CASO DE ESTUDIO EN EL PIEDEMONTE LLANERO COLOMBIANO

Con el fin de aplicar la metodología propuesta en esta investigación, la cual fue presentada previamente en el capítulo 3, se decidió realizar un caso de estudio. Para esto se seleccionaron campos del área Norte del Piedemonte Llanero debido a que son los campos productores de petróleo que presentan una probabilidad más alta de exhibir comportamientos sensibles a esfuerzos durante la explotación; los campos escogidos son Pauto, Floreña y Volcanera, los cuales se encuentran en etapa temprana de producción y adicionalmente, cuentan con suficiente información de yacimiento (en cuanto a corazones, registros y descripciones geológicas) y se encuentran ubicados en zonas aledañas entre sí.

5.1. MUESTREO DE ESPECÍMENES

Considerando el diseño de los experimentos planteado en la sección □ se seleccionaron nueve muestras de roca de los tres campos en estudio, estas muestras provenían de una población de dieciséis especímenes obtenida de los corazones perforados en diferentes pozos provenientes de los campos Pauto, Floreña y Volcanera, la Figura 10 muestra estos especímenes. Adicionalmente, se definieron tres muestras como respaldo del grupo experimental.

Figura 10. Población de especímenes provenientes de los Campos Pauto, Floreña y Volcanera



Tal como se indica en la sección 3.1.2, la selección de las muestras se realizó considerando las facies mecánicas existentes en los campos y su posible relación con la producción de los yacimientos (ver secciones 4.5 y 4.5.4). Adicionalmente, de acuerdo con la sección 2.6.1 y se seleccionó un grupo de muestras de *Berea Sandstone* (tres muestras para prueba y una de respaldo) con el fin de determinar el comportamiento seguido por las propiedades analizadas en una roca sin microfracturamiento ni anisotropía. En la población utilizada, se realizaron los procesos de corte, pulimento y limpieza antes de proceder con la determinación de las propiedades petrofísicas básicas, las cuales fueron evaluadas con una presión hidrostática de confinamiento de 800 psi (5515.2 kPa); en la Tabla 3 se presentan los valores de las propiedades petrofísicas obtenidas y las dimensiones de las muestras.

Las muestras del grupo experimental presentaron las siguientes variaciones en las propiedades petrofísicas analizadas; la porosidad osciló entre 1.1% y 6.2%, con un valor medio de 3.358% y una variabilidad de 36.435%; para el caso de la permeabilidad, se observó que los valores de esta propiedad variaron entre 0.0033 mD y 2.4 mD con una desviación estándar de 0.788 mD; finalmente, para el caso de la densidad de granos de las muestras, se observó que esta propiedad presentó la menor variación en el grupo donde el mínimo valor leído fue de 2623

kg/m³ mientras que el máximo correspondió a una densidad de 2672 kg/m³ (esto equivale a una variabilidad de 0.562%) con un valor promedio de 2650.583 kg/m³. Es importante aclarar que los datos anteriores se refieren a toda la población experimental, incluyendo las muestras de respaldo y que las muestras seleccionadas no presentaron ninguna fractura de tamaño observable a simple vista en las superficies externas por lo que son candidatas a presentar microfracturamiento.

Tabla 3. Propiedades petrofísicas básicas y dimensiones de la población de estudio

Espécimen	Porosidad (%)[*]	Densidad (kg/m³)[*]	Permeabilidad Klinkenberg (mD)[*]	Longitud (m)^{**}	Diámetro (m)^{**}
PFV #1	3.1	2659	2.06E-02	0.0762	0.0382
PFV #2	3.2	2664	3.31E-02	0.0712	0.038
PFV #3	3.5	2651	1.63E-02	0.0762	0.0382
PFV #4	3.3	2660	4.82E-02	0.0762	0.038
PFV #5	3	2654	2.23E-02	0.0759	0.038
PFV #6	2.8	2625	2.63E-02	0.071	0.0379
PFV #7	6.2	2672	2.44E+00	0.0711	0.0379
PFV #8	2.2	2656	1.68E-02	0.0755	0.038
PFV #9	3.8	2658	2.53E-02	0.0776	0.038
Berea SS #1	23.5	2739	4.92E+02	0.0767	0.0004
Berea SS #2	23.4	2712	6.79E+02	0.0748	0.0004
Berea SS #3	23.2	2696	6.18E+02	0.0777	0.0004
PFV #10 ^{***}	3.7	2643	2.85E-02	0.0773	0.038
PFV #11 ^{***}	1.1	2642	3.30E-03	0.0758	0.038
PFV #12 ^{***}	4.4	2623	1.53E+00	0.0513	0.0253
Berea SS #4 ^{***}	23	2711	6.05E+02	0.0762	0.0376

^{*}Propiedades petrofísicas (porosidad, densidad y permeabilidad) evaluadas con 800 psi (5515.2 kPa) de presión hidrostática de confinamiento.

**Las dimensiones (longitud y diámetro) se midieron después de pulimento.

***Esta muestra es de respaldo.

Para el caso del grupo de control se observó una baja variabilidad en las tres propiedades petrofísicas determinadas, 0.953% para la porosidad, 13.03% en la permeabilidad y 0.659% para la densidad; los valores promedio obtenidos en este grupo fueron 23.275%, 598.5 mD y 2714.5 kg/m³ para la porosidad, permeabilidad y densidad de granos respectivamente. El comportamiento de las propiedades petrofísicas del grupo de control permite afirmar que la roca utilizada (Berea Sandstone) es en efecto una roca “homogénea” y adicionalmente permite predecir que tendrá bajos niveles tanto de anisotropía acústica como de microfracturamiento, es decir que será un buen ejemplo para grupo de control.

5.2. EVALUACIÓN DE LA ANISOTROPÍA ACÚSTICA DE ESPECÍMENES

La anisotropía acústica de los especímenes fue determinada mediante la medición de las velocidades ultrasónicas de corte en las muestras de acuerdo con el aparte 3.2 de la metodología planteada en este proyecto. En la Tabla 4 se presentan los resultados de estas mediciones, tal como se observa, las muestras de Berea Sandstone presentaron los menores valores tanto en la diferencia de los tiempos de viaje de la onda de corte como en la constante de anisotropía de la onda S, esto concuerda con la hipótesis que la Formación Berea Sandstone puede ser un patrón para este tipo de estudio. De hecho, los promedios calculados para las muestras de Berea Sandstone fueron de 0.647 para la constante de anisotropía y 0.025 para la diferencia en los tiempos de viaje de la onda de corte, mientras que para el caso de las muestras del grupo experimental estos valores promedio fueron 4.868 y 0.139 respectivamente. Adicionalmente, la variabilidad encontrada

en los valores de anisotropía acústica de la población de estudio fue apreciable en comparación con la variabilidad de los valores obtenidos para el grupo de control; así, en los especímenes provenientes de los campos Pauto, Floreña y Volcanera la constante γ varió desde 0.050 hasta 0.258 mientras que las diferencias de los tiempos de viaje de la onda de corte oscilaron entre 2.1 y 7.61 μseg ; por otra parte, en el grupo de control las constantes de anisotropía analizadas variaron entre 0.022 y 0.027 – para la constante γ - y entre 0.580 y 0.710 μseg para la diferencia entre los tiempos de viaje de la onda de corte. Nuevamente, se verifica la idoneidad del grupo de control para este estudio debido a la baja anisotropía acústica presentada.

Tabla 4. Anisotropía en los especímenes analizados

Especimen	Constante de anisotropía, γ	Diferencia de tiempos de viaje de la Onda de Corte, μseg
PFV #1	0.054	2.330
PFV #2	0.157	6.611
PFV #3	0.124	3.340
PFV #4	0.206	7.520
PFV #5	0.108	5.000
PFV #6	0.143	5.300
PFV #7	0.258	7.610
PFV #8	0.054	2.300
PFV #9	0.168	4.630
Berea SS #1	0.027	0.710
Berea SS #2	0.027	0.700
Berea SS #3	0.022	0.580
PFV #10	0.147	5.458
PFV #11	0.050	2.100
PFV #12	0.205	6.224
Berea SS #4	0.023	0.600

5.3. ESTIMACIÓN DE LA DENSIDAD DE MICRO-FRACTURAS DE LOS ESPECIMENES

La densidad de micro-fracturamiento fue determinada tal como se planteó en la sección 3.3; en la Tabla 5 se presentan los resultados del análisis de micro-fracturamiento.

Tabla 5. Densidades de micro-fracturamiento de los especímenes de prueba

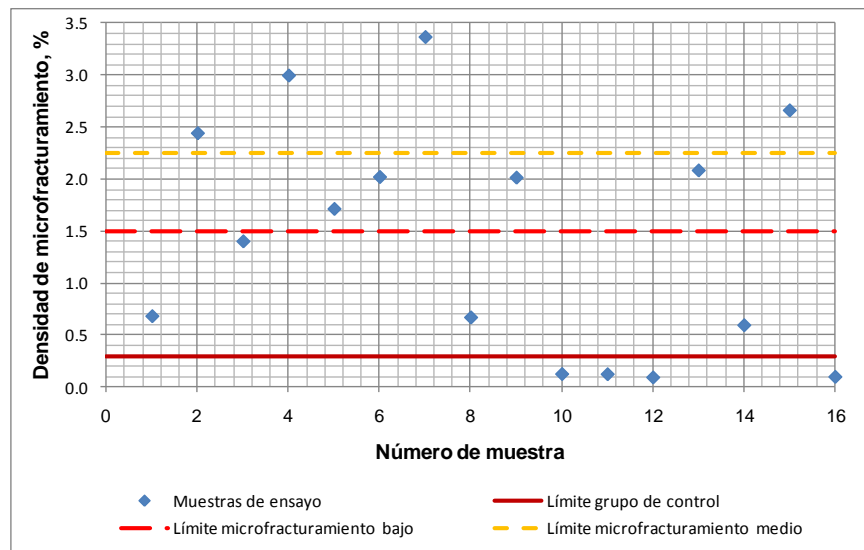
Especimen	Densidad de micro-fracturamiento		
	ρ_{mf}^V	ρ_{mf}^Y	Promedio
PFV #1	0.758	0.595	0.676
PFV #2	2.926	1.952	2.439
PFV #3	1.269	1.526	1.397
PFV #4	3.387	2.603	2.995
PFV #5	2.110	1.309	1.710
PFV #6	2.262	1.773	2.017
PFV #7	3.432	3.299	3.366
PFV #8	0.742	0.586	0.664
PFV #9	1.923	2.100	2.011
Berea SS #1	0.000	0.238	0.119
Berea SS #2	0.000	0.234	0.117
Berea SS #3	0.000	0.172	0.086
PFV #10	2.342	1.819	2.081
PFV #11	0.641	0.537	0.589
PFV #12	2.730	2.589	2.659
Berea SS #4	0.000	0.184	0.092

Los especímenes del grupo experimental analizados presentaron densidades de micro-fracturamiento que variaron entre 0.589% y 3.366%; mientras que los

especímenes del grupo de control presentaron valores de la densidad de microfracturamiento en el rango de 0.086% a 0.119%; esto, en términos prácticos significa que las muestras del grupo de control presentan un fracturamiento ínfimo o despreciable con respecto al grupo experimental ya que la relación de densidad de microfracturamiento en los dos grupos varió entre 6.828 y 28.280 (calculada a partir de la ecuación Ec. 25), lo cual concuerda con la hipótesis planteada en este estudio para el grupo de control. Ahora, de acuerdo con el numeral 4 de la sección 3.3 se procedió a agrupar las muestras del grupo experimental en tres conjuntos diferentes (ver Figura 11) cada uno con tres muestras para ensayo y a asignar aleatoriamente el nivel de trayectoria a seguir durante los ensayos para cada muestra, la asignación realizada a cada uno de los especímenes de ensayo del grupo experimental se presenta en la Tabla 6.

$$R_{\rho_{mf}} = \frac{\rho_{mf}^{GC}}{\rho_{mf}^{GE}} \quad \text{Ec. 25}$$

Figura 11. Agrupamiento de las muestras de acuerdo con su microfracturamiento



Ahora, dentro de las muestras seleccionadas como respaldo, se decidió asignar cada muestra a uno de los grupos de la siguiente manera: PFV #11, PFV #10, PFV #12 y Berea SS #1 - para los grupos de micro-fracturamiento bajo, medio, alto y de control respectivamente. Estas muestras fueron utilizadas para evaluar la trayectoria de esfuerzos de 0.67 considerada por Zoback (2007) como la trayectoria de mayor inestabilidad mecánica.

Tabla 6. Asignación de niveles en el grupo experimental

Trayectoria de esfuerzo	Densidad de Micro-fracturamiento	Grupo de control	Nivel bajo, $\rho_{mf} \leq 1.5$	Nivel medio, $1.5 < \rho_{mf} \leq 2.25$	Nivel alto $\rho_{mf} > 2.25$
Nivel bajo, 0		BSS#4	PFV #1	PFV #6	PFV #7
Nivel medio, 0.25		BSS#2	PFV #8	PFV #9	PFV #4
Nivel alto, 0.5		BSS#3	PFV #3	PFV #5	PFV #2

5.4. EVALUACIÓN MECÁNICA DE LOS ESPECÍMENES

5.4.1. Determinación de los esfuerzos a aplicar durante los ensayos. De acuerdo con el numeral 1 de la sección 3.4 se debe determinar en primer lugar las presiones axiales, de confinamiento y de inyección a considerar en cada uno de los ensayos triaxiales; esto se definió tomando como base los valores de los gradientes de esfuerzos *in situ* de los campos de estudio (Pauto, Floreña y Volcanera) y el coeficiente de Biot calculado experimentalmente para las formaciones de interés (Mirador y Barco), en la Tabla 7 se presentan estos valores.

Ahora, con la información contenida en la Tabla 7 se definieron nueve puntos de ensayo para cada una de las trayectorias de esfuerzo, para esto se consideró una variación de 500 psi (3447 kPa) en la presión de inyección de fluido para cada uno de los puntos a evaluar. En las Tabla 8 y Tabla 9 se muestran los rangos de esfuerzos aplicados en cada una de trayectorias seleccionadas y en la Figura 12 se muestran cada uno de los esfuerzos para los cuales fueron evaluadas la permeabilidad y la compresibilidad de la roca.

Tabla 7. Gradientes de esfuerzos principales en los campos Pauto, Floreña y Volcanera

Campo	Coeficiente de Biot	Gradiente Vertical, psi/ft	Gradiente Horizontal Máximo, psi/ft	Gradiente horizontal Mínimo, psi/ft	Presión de inyección de fluido, psi	
					Inicial	Final
Pauto	0.47	1.05	1.1	0.66	10000	6000
Floreña	0.47	1.05	1.4	0.8	10000	6000
Volcanera	0.47	1.05	1.35	0.76	10000	6000

Tabla 8 Esfuerzos aplicados en los ensayos triaxiales de permeabilidad absoluta

Trayectoria de esfuerzos		0	0.25	0.5	0.67
Presión Axial, psi	Inicial	15740	15740	15740	15740
Presión de Confinamiento, psi	Inicial	15923.633	15923.633	15923.633	15923.633
	Incremento	-117.5	-88.125	-58.75	-38.75
Presión Efectiva Promedio, psi	Inicial	13508.979	13508.979	13508.979	13508.979
	Final	14213.979	14566.479	14918.979	14333.979
Presión de poro promedio, psi	Inicial	5007.325	5007.325	5007.325	5007.325
	Final	2757.325	2757.325	2757.325	2757.325
	Incremento	-250	-250	-250	250

*Presión Axial aplicada: 108511.56 kPa.

**Presión de confinamiento inicial de 109777.53 kPa con variaciones de -810.04, 607.53 kPa, 405.02 kPa y 267.14 kPa para las trayectorias de 0, 0.25, 0.5 y 0.67.

***Presión de poro promedio variando desde 34520.50 hasta 19009 kPa con variaciones de 1723.5 kPa.

Tabla 9. Esfuerzos aplicados en cada trayectoria durante los ensayos de compresibilidad de los granos

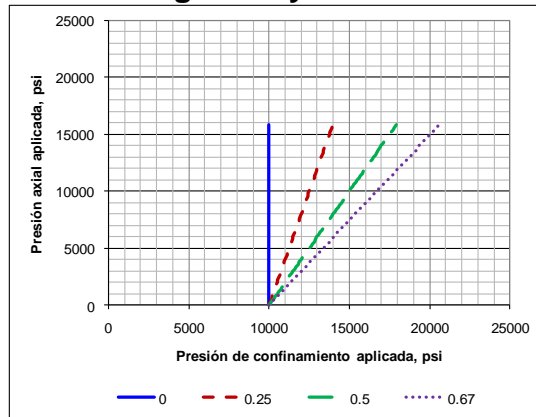
Trayectoria de esfuerzos		0	0.25	0.5	0.67
Presión axial, psi	Inicial	0	0	0	0
	Incremento por minuto	200	200	200	200
	Final	15800	15800	15800	15800
Presión de confinamiento, psi	Inicial	10000	10000	10000	10000
	Incremento por minuto	0	50	100	134
	Final	10000	13950	17900	20586
Esfuerzo promedio, psi	Inicial	6666.667	6666.667	6666.667	6666.667
	Final	11933.333	14566.667	17200	18990.667

*La presión axial inicial es de 0 kPa mientras que la presión inicial de confinamiento es de 68940 kPa.

**El incremento de presión axial es de 1378.8 kPa/minuto y los incrementos de presión de confinamiento son de 0, 344.7, 689.4 y 923.796 kPa para las trayectorias de 0, 0.25, 0.5 y 0.67 respectivamente.

***Los máximos esfuerzos promedio alcanzados en cada trayectoria son: 72616.8, 108925.2 y 145233.6 kPa (los cuales corresponden en su orden a las trayectorias 0.5, 1 y 1.5).

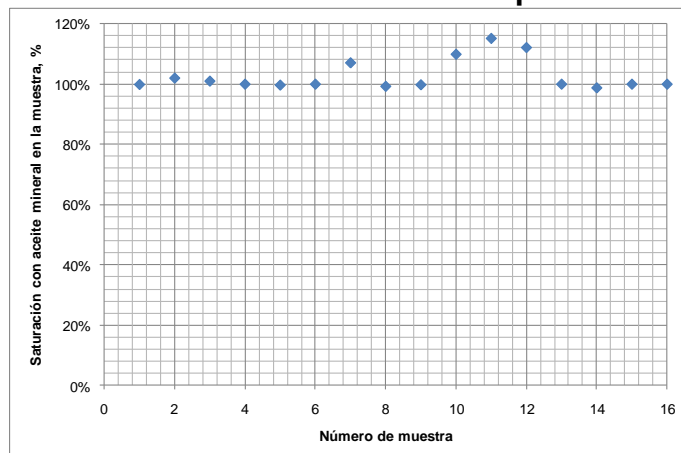
Figura 12. Trayectorias de esfuerzo y valores de esfuerzo evaluados en los ensayos de compresibilidad de granos y total



5.4.2. Saturación de muestras para ensayos de compresibilidad de granos.

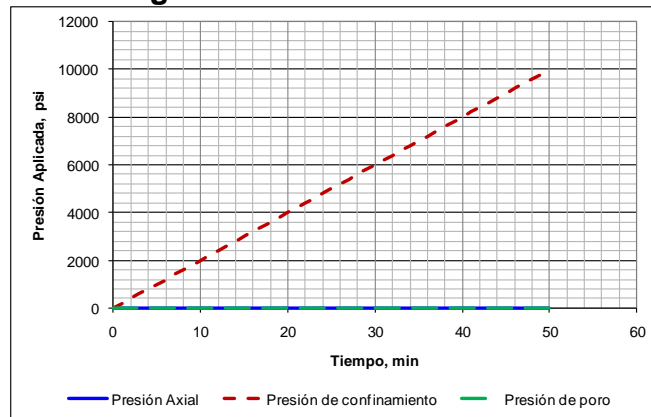
Para realizar los ensayos de compresibilidad de granos y compresibilidad total se saturaron las muestras con aceite mineral de acuerdo con el numeral 2 de la sección 3.4. Esta actividad se aplicó a todos los especímenes experimentales y de control, en la Figura 13 se muestran los valores de saturación alcanzados en cada muestra. En todas las muestras la saturación del espécimen superó el 98.5%, lo cual indica que todas las muestras alcanzaron la saturación total de su volumen poroso.

Figura 13. Valores de saturación obtenidos en la población de estudio



5.4.3. Evaluación de la Compresibilidad de los granos a condiciones triaxiales. Se evaluó la compresibilidad de los granos a condiciones triaxiales siguiendo las cuatro trayectorias de esfuerzos seleccionadas y aplicando presión axial y de confinamiento de acuerdo con la Tabla 9 y la Figura 12. Con el fin de llevar a la muestra al estado inicial de esfuerzos (i.e. Presión axial 0 kPa y Presión de confinamiento 68940 kPa) se aumentó la presión de confinamiento progresivamente en una velocidad de incremento de 200 psi/min -1378.8 kPa/min-, en la Figura 14 se presenta la trayectoria seguida durante el proceso de compactación realizado para llevar a la muestra al estado inicial de esfuerzos en las pruebas de compresibilidad de granos y total.

Figura 14. Trayectoria de esfuerzos durante la compactación en los ensayos de compresibilidad de los granos



Con el objeto de obtener un valor estadístico aceptable para cada curva de compresibilidad se decidió realizar siete (7) ciclos de carga y descarga sucesivos en cada uno de los ensayos de compresibilidad de los granos; en las Figura 15 a Figura 18 se observan los esquemas de aplicación de carga utilizados.

Figura 15 Esquema de aplicación de carga en ensayos de compresibilidad, trayectoria 0

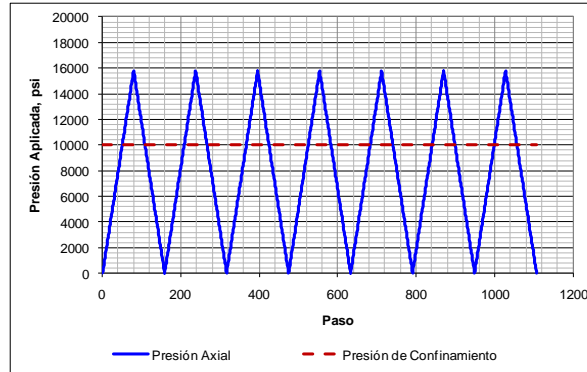


Figura 16 Aplicación de carga en ensayos de compresibilidad, trayectoria 0.25

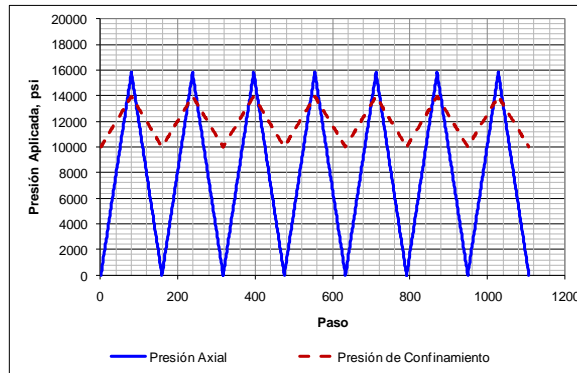


Figura 17 Aplicación de carga en ensayos de compresibilidad, trayectoria 0.5

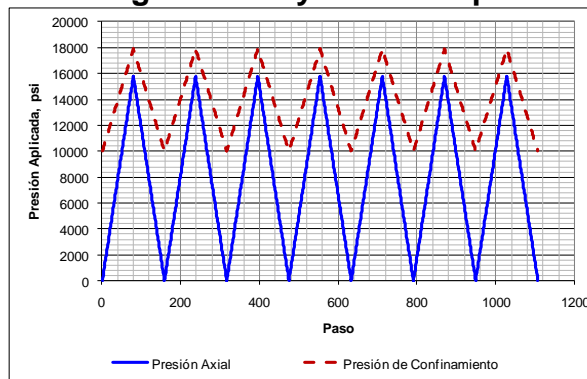
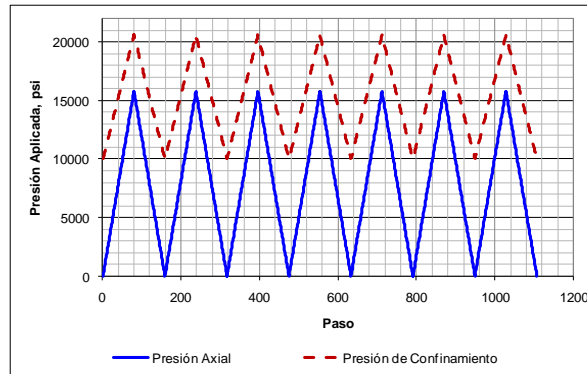
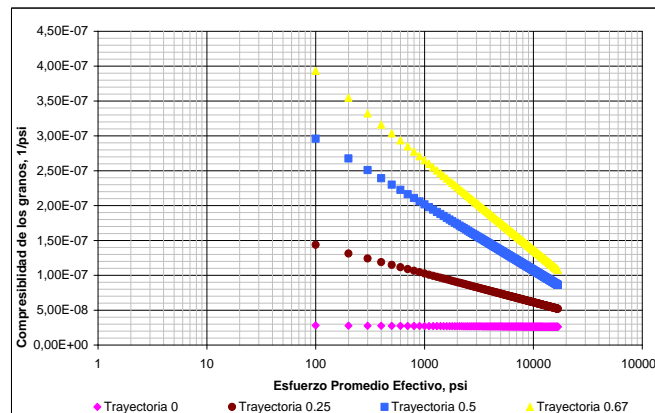


Figura 18 Aplicación de carga en ensayos de compresibilidad, trayectoria 0.67



5.4.3.1. Resultados obtenidos en el grupo de control. A continuación se presentan los resultados de los ensayos de compresibilidad de granos realizados en las muestras del grupo de control (ver Figura 19).

Figura 19. Comportamiento de la compresibilidad de los granos en el grupo de control



5.4.3.2. Resultados obtenidos en el grupo experimental. En las aparecen los valores de compresibilidad de los granos obtenidos en cada ensayo, mientras que en las Figura 20 a Figura 22 se muestra el comportamiento observado en la

compresibilidad de granos de los diferentes grupos de micro-fracturamiento de la población estudiada.

Figura 20. Comportamiento de la compresibilidad de granos con el esfuerzo promedio para el grupo de micro-fracturamiento bajo

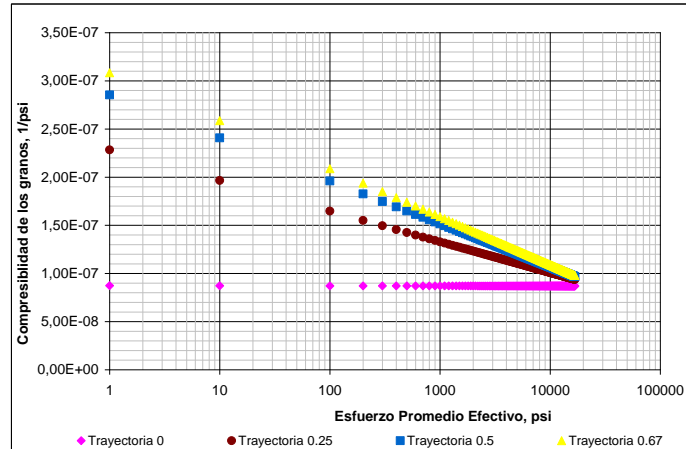


Figura 21. Comportamiento de la compresibilidad de granos con el esfuerzo promedio para el grupo de micro-fracturamiento medio

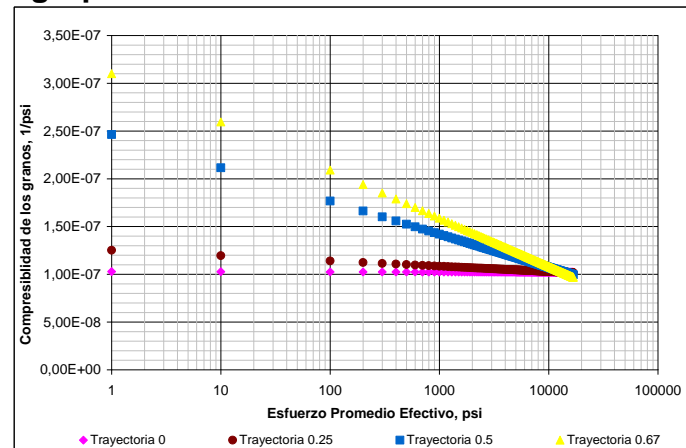
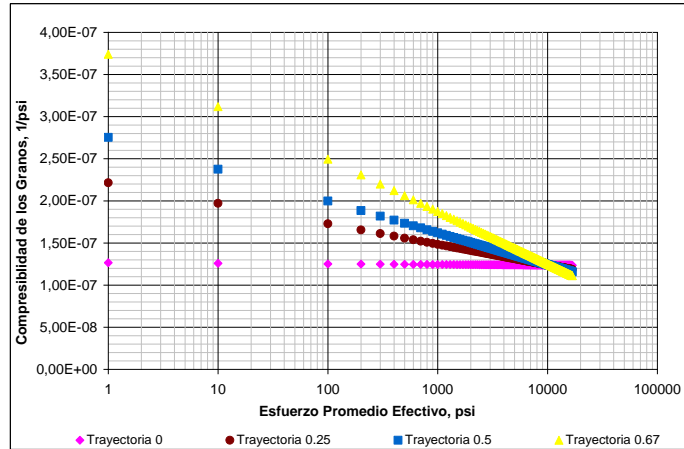


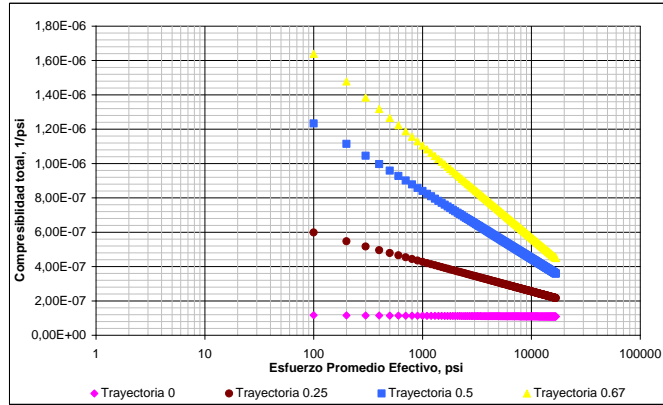
Figura 22. Comportamiento de la compresibilidad de granos con el esfuerzo promedio para el grupo de micro-fracturamiento alto



5.4.4. Evaluación de la compresibilidad total a condiciones triaxiales. A continuación se presentan los resultados de la evaluación experimental de la compresibilidad total con variación de presión de confinamiento y mantenimiento de presión de poro constante en un valor de 0 psi (0 kPa); los esfuerzos y trayectorias fueron aplicados a las muestras de acuerdo con la Tabla 9. Nuevamente, para llevar a las muestras al estado inicial de esfuerzos -0 kPa de presión axial, 0 kPa de presión de poro y 68940 kPa de presión de confinamiento se realizó un proceso de compactación idéntico al seguido durante los ensayos de compresibilidad de los granos (ver Figura 14). De la misma manera que en los ensayos de compresibilidad de granos, se realizaron siete (7) ciclos de carga y descarga con el fin de determinar los valores estadísticos de compresibilidad total siguiendo nuevamente los protocolos de los ensayos de compresibilidad de los granos (ver Figura 15 a Figura 18).

5.4.4.1. Resultados en el grupo de control. En la Figura 23 se presentan los comportamientos observados en la compresibilidad total medida a las muestras del grupo de control.

Figura 23. Comportamiento de la compresibilidad total en el grupo de control



5.4.4.2. Resultados en el grupo experimental. A continuación se presentan los resultados obtenidos en la evaluación de la compresibilidad total a condiciones triaxiales realizada a las muestras del grupo experimental (Figura 24 a Figura 26).

Figura 24. Comportamiento de la compresibilidad total en el grupo de microfracturamiento bajo

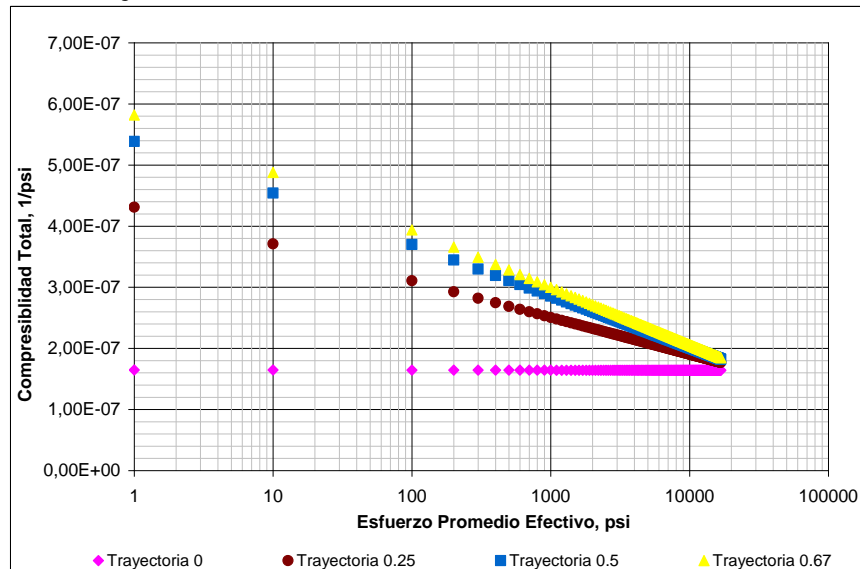


Figura 25. Comportamiento de la compresibilidad total en el grupo de microfracturamiento medio

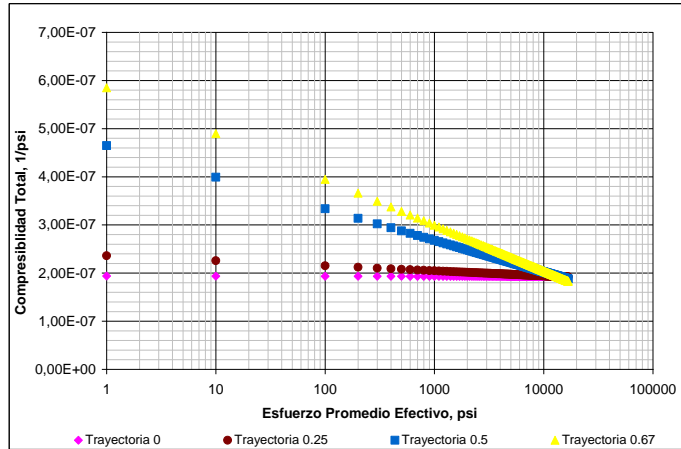
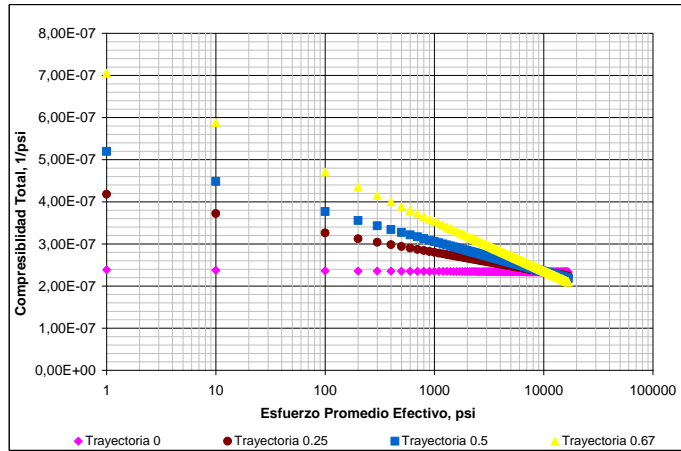


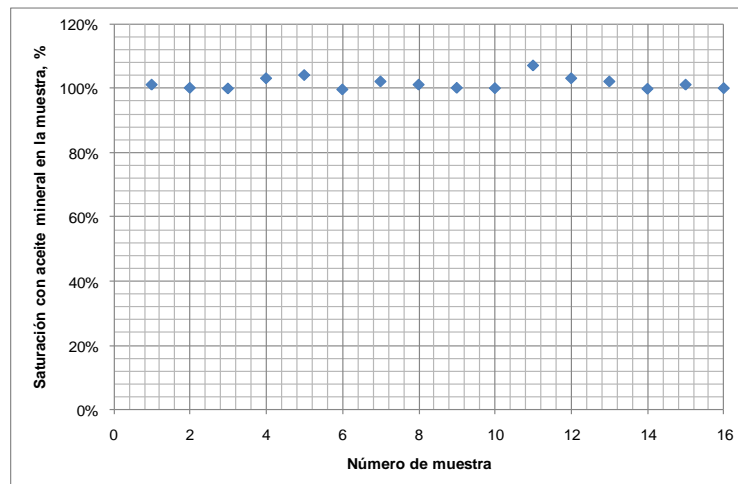
Figura 26. Comportamiento de la compresibilidad total en el grupo de microfracturamiento alto



5.4.5. Limpieza de muestras y preparación para ensayos de permeabilidad absoluta. Tal como se propuso en la metodología planteada, se procedió a realizar la limpieza de las muestras (ver numeral 5 de la sección 3.4). Esta limpieza se realizó en el laboratorio de petrofísica básica, la limpieza fue realizada con tolueno y etanol; al finalizar la limpieza, se controló la calidad de la misma comparando el peso de la muestra después de la limpieza con el peso de la misma antes del proceso de saturación.

5.4.6. Saturación de los especímenes de ensayo con salmuera. Las muestras fueron saturadas con salmuera de 1100 ppm (cuya formulación fue $\text{NaCl}+\text{H}_2\text{O}$), la saturación fue realizada de acuerdo con los numerales 6 y 2 de la sección 3.4 de la metodología planteada; en la Figura 27 se presenta la saturación alcanzada por las muestras. En este caso se observa que la saturación alcanzada es superior a 99% en todos los casos por lo cual se estima que la totalidad del volumen poroso disponible fue ocupado por la salmuera.

Figura 27. Valores de saturación por salmuera obtenidos en la Población de estudio

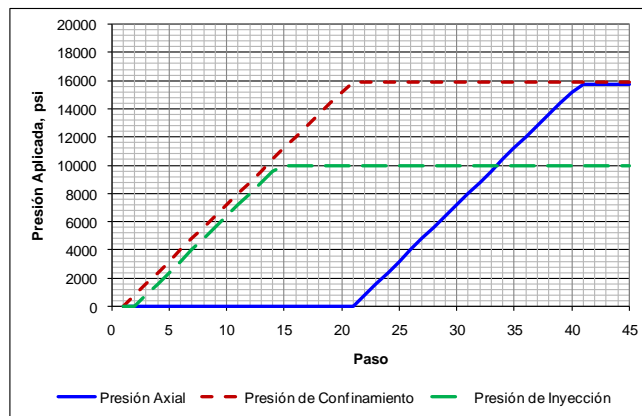


5.4.7. Evaluación de la permeabilidad absoluta a condiciones triaxiales. Para realizar los ensayos de permeabilidad absoluta a condiciones triaxiales es necesario llevar a la muestra a las condiciones iniciales de ensayo, las cuales están dadas por la presión axial, presión de confinamiento y presión de inyección de fluido definidas previamente (ver Tabla 8); ahora bien, con el fin de minimizar el daño mecánico sobre la roca y tratar de simular el proceso normal de compactación se procedió a llevar a la muestra al estado de esfuerzos deseado siguiendo el protocolo descrito a continuación:

1. Aumento simultaneo de las presiones de confinamiento y de inyección de fluidos en la muestra hasta alcanzar los valores de ensayo, teniendo el cuidado de mantener un delta de presión entre estas dos de aproximadamente 800 psi (5515.2 kPa).
2. Incremento de la presión axial hasta la presión de evaluación, manteniendo constantes la presión de confinamiento y la presión de inyección de fluido.

En la Figura 28 se presenta la evolución de presiones aplicadas durante el ascenso hasta el punto inicial de los ensayos triaxiales. Una vez alcanzado este valor de presiones, se procede a realizar los ensayos de permeabilidad de acuerdo con la trayectoria definida para cada caso. A continuación se presentan los resultados obtenidos de esta evaluación.

Figura 28. Aplicación de presiones hasta alcanzar el estado de esfuerzos inicial



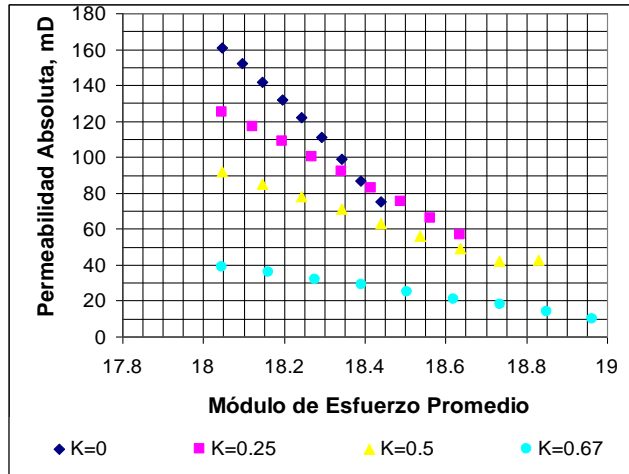
5.4.8. Resultados obtenidos en el grupo de control. A continuación se presentan los valores de compresibilidad y permeabilidad absoluta obtenidos en el grupo de control (ver Tabla 10 y Figura 29).

Tabla 10 Valores de permeabilidad absoluta en el grupo de control

Trayectoria 0	Módulo de Esfuerzos	Permeabilidad Absoluta, mD	Trayectoria 0.5	Módulo de Esfuerzos	Permeabilidad Absoluta, mD
	18.048	161		18.048	92
	18.096	152		18.145	85
	18.145	142		18.243	78
	18.194	132		18.341	71
	18.243	122		18.439	63
	18.292	111		18.537	56
	18.341	99		18.635	49
	18.390	87		18.733	42
	18.439	75		18.831	43

Trayectoria 0.25	Módulo de Esfuerzos	Permeabilidad Absoluta, mD	Trayectoria 0.67	Módulo de Esfuerzos	Permeabilidad Absoluta, mD
	18.048	125		18.048	39
	18.121	117		18.162	36
	18.194	109		18.277	32
	18.268	100		18.391	29
	18.341	92		18.506	25
	18.415	83		18.620	21
	18.488	75		18.735	18
	18.562	66		18.850	14
	18.635	57		18.964	10

Figura 29. Comportamiento de la permeabilidad absoluta en el grupo de control



5.4.8.1. Resultados obtenidos en el grupo experimental. En las Tabla 11 a Tabla 13 se presentan los valores de permeabilidad absoluta medidos durante cada ensayo triaxial y en las Figura 30 a Figura 32 se muestran los comportamientos de esta propiedad con los esfuerzos para cada trayectoria.

Tabla 11. Valores de permeabilidad absoluta en el grupo de microfracturamiento bajo

	Módulo de Esfuerzos	Permeabilidad Absoluta, mD		Módulo de Esfuerzos	Permeabilidad Absoluta, mD
	Trayectoria 0	18.048		0.004070	Trayectoria 0.5
18.096		0.003840	18.145	0.00162	
18.145		0.003600	18.243	0.00147	
18.194		0.003350	18.341	0.00133	
18.243		0.003100	18.439	0.00119	
18.292		0.002830	18.537	0.00104	
18.341		0.002560	18.635	0.00089	
18.390		0.002280	18.733	0.00075	
18.439		0.001998	18.831	0.00060	

Trayectoria 0.25	Módulo de Esfuerzos	Permeabilidad Absoluta
	18.048	0.00232
	18.121	0.00222
	18.194	0.00212
	18.268	0.00202
	18.341	0.00192
	18.415	0.00182
	18.488	0.00172
	18.562	0.00161
	18.635	0.00151

Trayectoria 0.67	Módulo de Esfuerzos	Permeabilidad Absoluta, mD
	18.048	0.00016
	18.162	0.00014
	18.277	0.00013
	18.391	0.00012
	18.506	0.00011
	18.620	0.00010
	18.735	0.00009
	18.850	0.00008
	18.964	0.00006

Figura 30. Comportamiento del módulo de permeabilidad en el grupo de micro-fracturamiento bajo

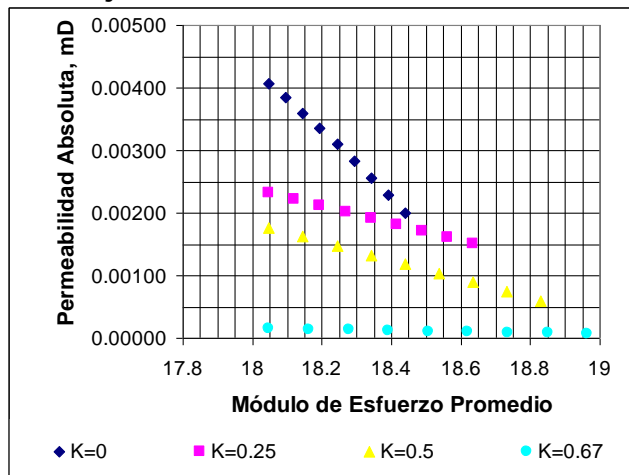


Tabla 12 Valores de permeabilidad obtenidos en el grupo de micro-fracturamiento medio

Trayectoria 0	Módulo de Esfuerzos	Permeabilidad Absoluta, mD
	18.048	0.0037
	18.096	0.0034
	18.145	0.0032
	18.194	0.0030
	18.243	0.0028
	18.292	0.0025
	18.341	0.0023
	18.390	0.0021
	18.439	0.0018

Trayectoria 0.5	Módulo de Esfuerzos	Permeabilidad Absoluta, mD
	18.048	0.0020
	18.145	0.0016
	18.243	0.0016
	18.341	0.0015
	18.439	0.0014
	18.537	0.0013
	18.635	0.0013
	18.733	0.0012
	18.831	0.0011

Trayectoria 0.25	Módulo de Esfuerzos	Permeabilidad Absoluta
	18.048	0.0026
	18.121	0.0025
	18.194	0.0024
	18.268	0.0023
	18.341	0.0022
	18.415	0.0021
	18.488	0.0020
	18.562	0.0019
	18.635	0.0018

Trayectoria 0.67	Módulo de Esfuerzos	Permeabilidad Absoluta, mD
	18.048	0.00086
	18.162	0.00083
	18.277	0.00080
	18.391	0.00078
	18.506	0.00075
	18.620	0.00073
	18.735	0.00070
	18.850	0.00068
	18.964	0.00065

Tabla 13 Valores de permeabilidad obtenidos en el grupo de micro-fracturamiento alto

Trayectoria 0	Módulo de Esfuerzos	Permeabilidad Absoluta, mD
	18.048	0.3000
	18.096	0.2500
	18.145	0.2400
	18.194	0.2300
	18.243	0.2100
	18.292	0.2000
	18.341	0.1900
	18.390	0.1800
	18.439	0.1700

Trayectoria 0.5	Módulo de Esfuerzos	Permeabilidad Absoluta, mD
	18.048	0.0019
	18.145	0.0017
	18.243	0.0016
	18.341	0.0014
	18.439	0.0012
	18.537	0.0010
	18.635	0.0008
	18.733	0.0007
	18.831	0.0005

Trayectoria 0.25	Módulo de Esfuerzos	Permeabilidad Absoluta
	18.048	0.0031
	18.121	0.0030
	18.194	0.0029
	18.268	0.0028
	18.341	0.0026
	18.415	0.0024
	18.488	0.0022
	18.562	0.0020
	18.635	0.0018

Trayectoria 0.67	Módulo de Esfuerzos	Permeabilidad Absoluta, mD
	18.048	0.0300
	18.162	0.0280
	18.277	0.0260
	18.391	0.0240
	18.506	0.0220
	18.620	0.0190
	18.735	0.0170
	18.850	0.0150
	18.964	0.0130

Figura 31. Comportamiento del módulo de permeabilidad en el grupo de micro-fracturamiento medio

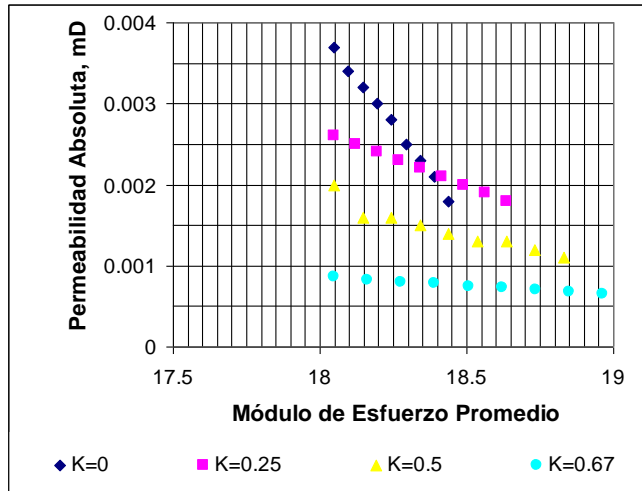
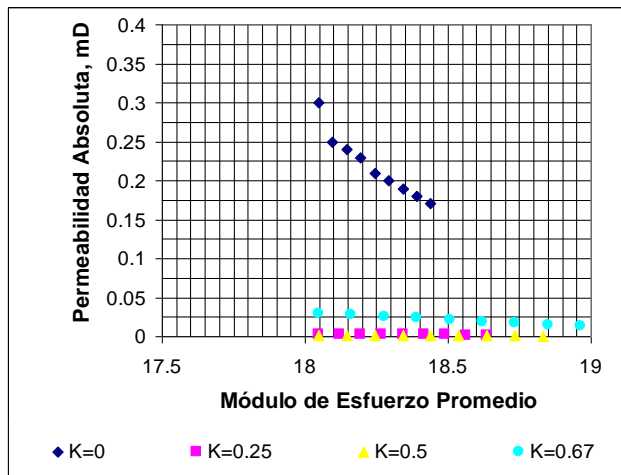


Figura 32. Comportamiento del módulo de permeabilidad en el grupo de micro-fracturamiento alto



5.4.9. Descompresión de las muestras analizadas. Una vez finalizada la evaluación mecánica de los especímenes seleccionados, se retira la presión aplicada de acuerdo con el siguiente protocolo:

1. Disminuir la presión axial aplicada hasta llegar a presión 0 psi (0 kPa).

- Disminuir simultáneamente la presión de confinamiento y la presión de inyección de fluidos teniendo el cuidado de mantener un delta de presión de 800 psi (5515.2 kPa).

En las Figura 33 a Figura 35 se presenta un esquema con el protocolo de descarga de las muestras para las diferentes trayectorias analizadas.

Figura 33. Esquema de reducción de la presión en los ensayos de trayectoria 0

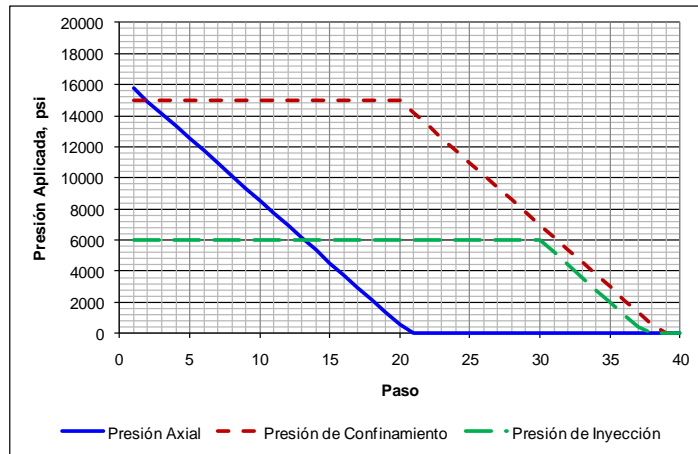


Figura 34. Esquema de reducción de la presión en los ensayos de trayectoria 0.25

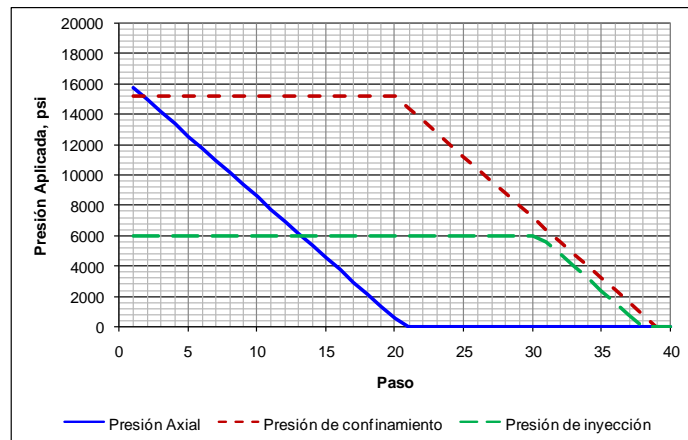


Figura 35. Esquema de reducción de la presión en los ensayos de trayectoria 0.5

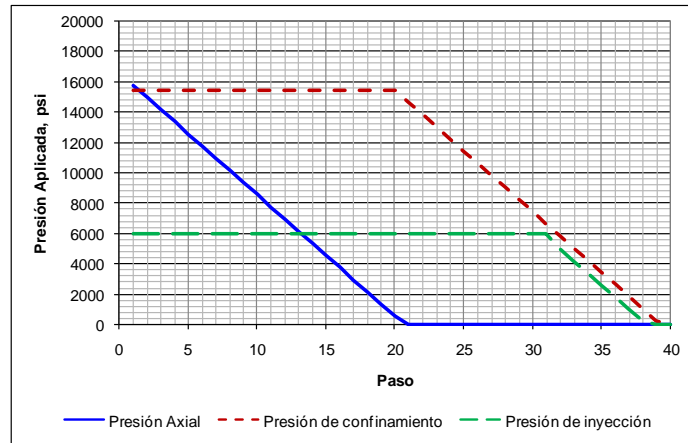
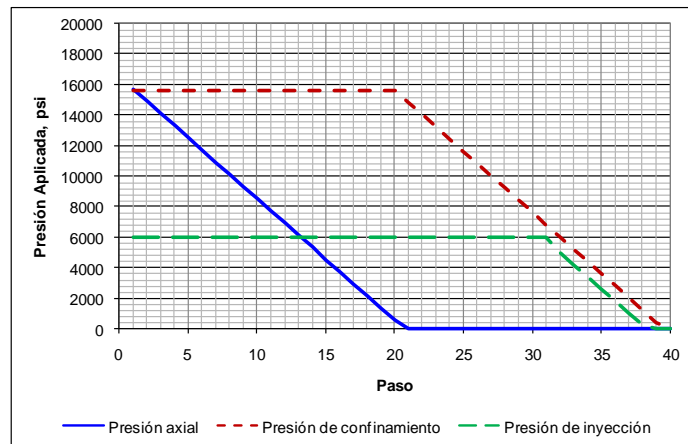


Figura 36. Esquema de reducción de la presión en los ensayos de trayectoria 0.67



5.5. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Se observó experimentalmente la dependencia entre las propiedades estudiadas, el grado de micro-fracturamiento y el esfuerzo aplicado; lo cual permitirá definir un modelo para predicción de las propiedades de la roca.

5.5.1. Comportamiento de las compresibilidades de la roca. La compresibilidad de granos y total evaluadas en las rocas disminuyó con respecto al esfuerzo aplicado; ahora, la reducción observada para los diferentes casos osciló entre 70.275% y 0.411%, esta variación tuvo un comportamiento logarítmico también se pudo verificar que a medida que aumentaba la trayectoria de esfuerzos, tanto la compresibilidad de los granos como total presentaba un comportamiento de “mayor sensibilidad a esfuerzos” donde la reducción presentada por esta propiedad se hacía mayor para un incremento de esfuerzos dado. Adicionalmente, al contrastar el esfuerzo aplicado con respecto a la densidad de micro-fracturas, se observó que cuando aumentó dicha densidad se presentó tanto un aumento de las compresibilidades de los granos y total como también de su sensibilidad a la variación de esfuerzos, para los diferentes casos estudiados. De hecho, se observó que existe un punto mínimo de compresibilidad de los granos al cual convergen todas las curvas de compresibilidad evaluadas. Finalmente, la compresibilidad de los granos en las rocas evaluadas tuvo un valor promedio de $8.7 \times 10^{-8} \text{ psi}^{-1}$ que es un valor cercano al del cuarzo lo cual es coherente con la composición presentada por las rocas analizadas -donde el cuarzo fue el material de mayor presencia, superando el 87% del contenido mineralógico de la roca en todos los casos analizados-.

5.5.2. Comportamiento de la permeabilidad absoluta. Finalmente, la permeabilidad absoluta mostró por su parte un comportamiento dependiente de los esfuerzos, de las trayectorias de esfuerzo seguidas por las rocas y de sus densidades de micro-fracturas.

Se observó que a medida que aumentó la trayectoria de esfuerzos aumentó también la “sensibilidad a esfuerzos” de la permeabilidad, es decir que el cambio en esta propiedad se hizo más evidente, sin embargo, se observó también, que

parece existir un punto donde la permeabilidad llega a su mínimo valor y a partir de ese momento no se observa cambio en esta propiedad, así que se puede afirmar que a un esfuerzo dado, sin importar la trayectoria seguida por los esfuerzos, se tendrá un valor de permeabilidad que corresponde al mínimo valor de permeabilidad de la roca.

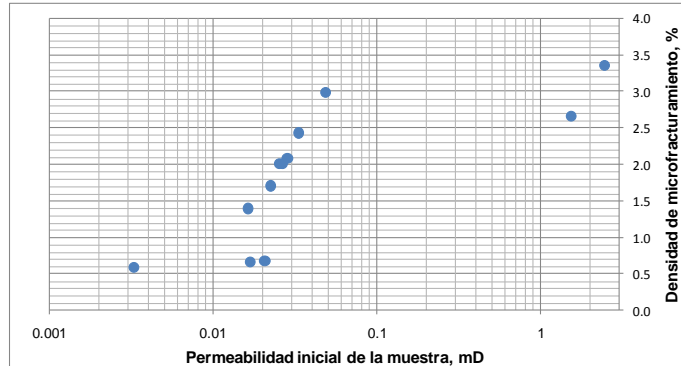
Ahora, para el caso de la densidad de micro-fracturas, se encontró que las rocas que presentaron mayor densidad de micro-fracturas evidenciaron también una mayor variación en la permeabilidad especialmente, cuando la roca fue sometida a menores esfuerzos; adicionalmente, para un nivel de densidad de micro-fracturas dado, la sensibilidad a esfuerzos aumentó de manera proporcional al aumento en las trayectoria de esfuerzos seguidas durante los ensayos.

Finalmente, se observó que las variaciones en permeabilidad para los niveles de esfuerzos analizados variaron desde el 90.303% y 99.158% para el caso de las rocas provenientes de los campos Pauto, Floreña y Volcanera, mientras que para el caso de *Berea Sandstone* la variación fue entre el 88.684% y el 97.887%.

5.5.3. Relación entre las propiedades petrofísicas analizadas y la densidad de micro-fracturas. A manera de resumen se encontró una relación entre el micro-fracturamiento presentado por las rocas y la variación de las propiedades petrofísicas al ser sometidas a esfuerzos triaxiales, se puede decir que a mayor micro-fracturamiento en la roca mayor será la variación de las propiedades petrofísicas y que este efecto se hizo más evidente en la compresibilidad y la permeabilidad a bajas presiones. Adicionalmente, se observó que la permeabilidad inicial de la roca aumentaba en las rocas con mayores intensidades de micro-fracturamiento (ver

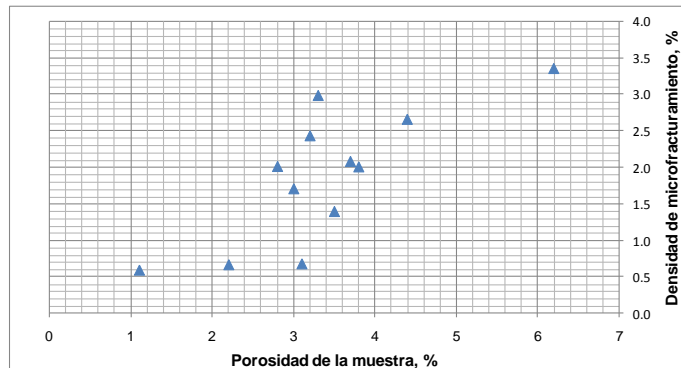
5.5.4. Figura 37).

Figura 37. Densidad de micro-fracturas vs. Permeabilidad inicial



La dependencia entre la porosidad y la densidad de micro-fracturas no fue tan clara (ver Figura 38), sin embargo también es posible que exista una relación entre la porosidad y la densidad de micro-fracturas y dicha relación podría ser mas importante en la medida en que la porosidad primaria sea menor y la densidad de micro-fracturas sea mayor, ya que en esos casos las micro-fracturas presentes en el medio actuarán como sistema de almacenamiento de fluidos adicional.

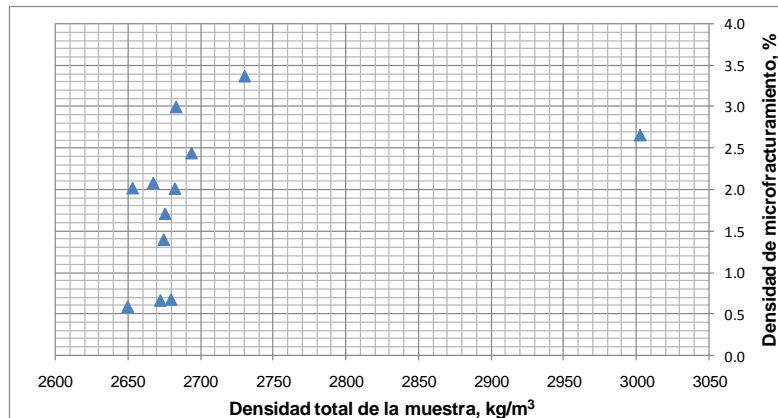
Figura 38. Densidad de micro-fracturas vs. Porosidad



En cuando a la densidad total, la variación de la misma es mucho menor que la observada en las dos propiedades anteriores (ver Figura 39), lo cual se hace obvio al revisar el aporte volumétrico que pueden hacer las fracturas al volumen total de la roca; sin embargo, al igual que para el caso de la porosidad, cuando las rocas presenten un menor valor de porosidad, el aporte de las micro-fracturas a la

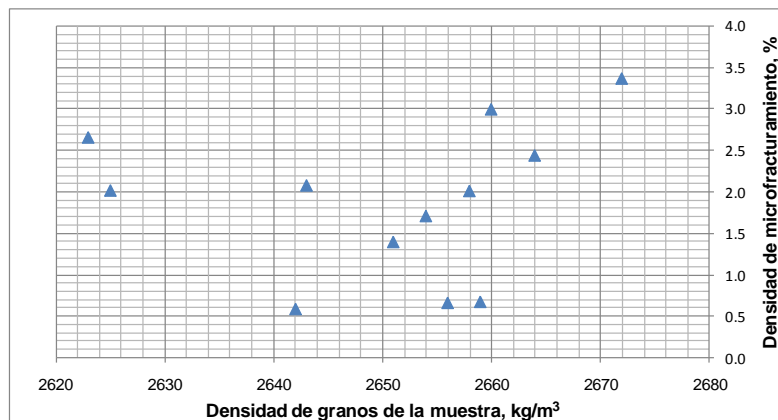
densidad será mayor y la relación observada entre estas dos características es inversa, de manera que a mayor densidad de micro-fracturas menor será la densidad total de la roca.

Figura 39. Densidad de micro-fracturas vs. Densidad total



Finalmente, para el caso de la densidad de granos es posible que no exista relación con respecto a la densidad de micro-fracturas ya que la densidad de granos considera las densidades de los minerales constituyentes de la roca y el aporte de las micro-fracturas a la mineralogía del medio no es importante, esto se puede observar en la Figura 40.

Figura 40. Densidad de micro-fracturas vs. Densidad de granos



6. MODELO DE SENSIBILIDAD A ESFUERZOS EN LOS CAMPOS PAUTO, FLOREÑA Y VOLCANERA

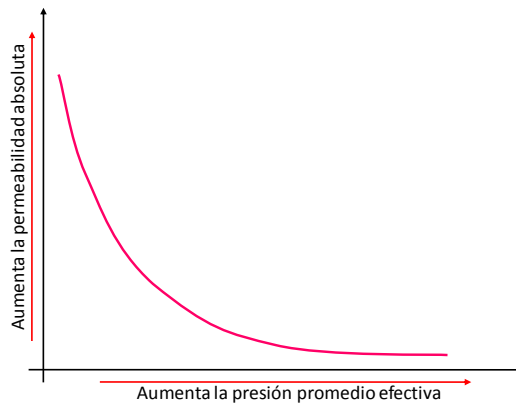
El modelo de sensibilidad a esfuerzos de los campos Pauto, Floreña y Volcanera fue planteado con base en las definiciones teóricas propias del comportamiento de las propiedades petrofísicas de las rocas y considera adicionalmente las características observadas durante la experimentación realizada en los especímenes de los campos en mención. Es importante tener en cuenta que el diseño experimental fue direccionado hacia determinar el efecto separado de cada uno de los parámetros considerados en el modelamiento (densidad de micro-fracturamiento y trayectoria de esfuerzos), por lo tanto, el alcance del modelo planteado se ve restringido por estas condiciones y no incluye en ningún caso el efecto de formas combinadas de las variables consideradas (i.e. densidad de micro-fracturamiento y trayectoria de esfuerzos de manera simultánea) o el efecto de otras variables (como la porosidad) y sus posibles combinaciones; a continuación se presentan las consideraciones de este modelo y su planteamiento.

6.1. COMPORTAMIENTO GENERAL DE LA PERMEABILIDAD

La permeabilidad presenta un comportamiento con respecto a los esfuerzos aplicados que corresponde con la función inversa (ver Figura 41) donde a medida que aumentan los esfuerzos, la permeabilidad disminuye y adicionalmente, la variación de la permeabilidad es mayor para los esfuerzos menores; esto se debe a que los poros de aspecto menos circular (entre estos, las fracturas) son los primeros en deformarse cuando se aplican esfuerzos en la roca ocasionando una

drástica variación en las características del medio poroso y llevando a la reducción de la permeabilidad del medio. Ahora, en la medida en que aumentan los esfuerzos, la permeabilidad alcanza su límite mínimo el cual corresponde al valor donde los poros de aspecto no circular han llegado a su máxima deformación, que de hecho en la mayoría de los casos corresponde al cierre de los mismos y a partir de este momento, la permeabilidad presenta variaciones insignificantes a pesar que aumente el esfuerzo sobre la roca a menos que cambien las condiciones de cohesión de la misma, es decir que se produzca falla en el medio poroso.

Figura 41. Comportamiento de la permeabilidad vs. Esfuerzo promedio



Adicionalmente, al revisar el comportamiento de esta propiedad con respecto a la trayectoria de esfuerzos se encontró que la variación de la permeabilidad se hace mayor en la medida en que aumenta la trayectoria de esfuerzos seguida por la roca, este comportamiento se presenta en la caricatura de la Figura 42; también se observó que este comportamiento es análogo para los ciclos de carga y descarga. Sin embargo, se observó que al realizar un ciclo de carga y otro de descarga las pendientes seguidas por la permeabilidad en una misma trayectoria no son las mismas y de hecho, durante el proceso de descarga la recuperación de la permeabilidad es más lenta que la pérdida ocurrida durante el ciclo de carga (ver Figura 43).

Figura 42. Comportamiento de la permeabilidad de acuerdo con la trayectoria de esfuerzos

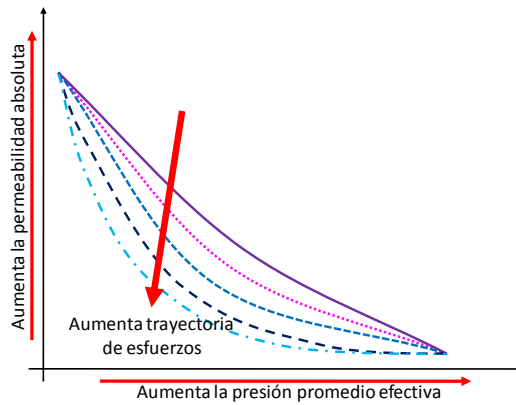
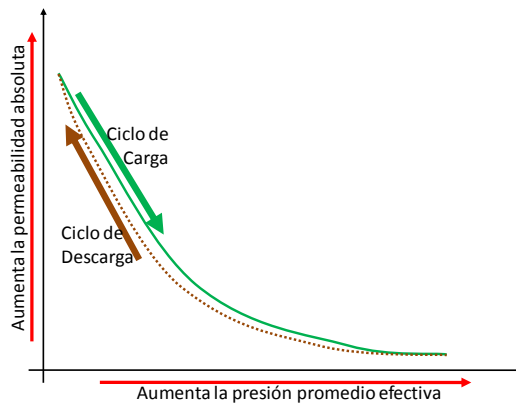


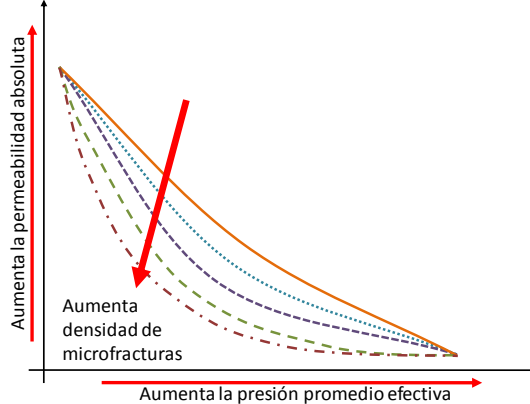
Figura 43. Comportamiento de la permeabilidad en ciclos sucesivos de carga y descarga



Al analizar el comportamiento de la permeabilidad con respecto a la densidad de micro-fracturamiento, se observa que la sensibilidad de la permeabilidad a la variación de esfuerzos es directamente proporcional a la densidad de micro-fracturamiento; esto se debe a que las micro-fracturas actúan como un medio de transporte adicional que facilita el flujo de los fluidos en el medio poroso y al hecho de que dichas micro-fracturas generalmente presentan geometrías alargadas que tienden a cerrarse con la aplicación de esfuerzos de niveles bajos (ver Figura 44). Nuevamente, se observa que existe un límite mínimo de permeabilidad que

corresponde al punto donde los esfuerzos aplicados sobre la roca han cerrado todos los poros de aspecto menos circular (micro-fracturas entre estos).

Figura 44. Comportamiento de la permeabilidad de acuerdo con la densidad de micro-fracturamiento



De acuerdo con esto, la estructura de la función de permeabilidad con respecto a los esfuerzos aplicados corresponderá a una función del tipo mostrado en la Ec. 26 donde las constantes a y b son parámetros de ajuste de la función de permeabilidad. ζ es el módulo de esfuerzo efectivo aplicado definido por la ecuación Ec. 23 y κ es el módulo de permeabilidad definido como se muestra en la ecuación Ec. 24; para este caso las constantes a y b son funciones de la densidad de micro-fracturamiento de la roca y de la trayectoria de esfuerzos, respectivamente y adicionalmente, tienen valores mayores que 0.

$$k = \frac{1}{a\zeta^b} \quad \text{Ec. 26}$$

6.2.COMPORTAMIENTO GENERAL DE LA COMPRESIBILIDAD DE LOS GRANOS

Con respecto a la compresibilidad de los granos, se observa que la sensibilidad a esfuerzos cambia con la trayectoria de esfuerzos seguida de manera importante, de hecho cuando se realiza un ensayo hidrostático (solo se aplica presión de confinamiento a la muestra, sin aplicar presión axial), el valor de la compresibilidad de granos permanece prácticamente constante mientras que al realizar ensayos triaxiales la compresibilidad de granos cambia reduciendo progresivamente al aumentar el esfuerzo promedio aplicado y al igual que para el caso de la permeabilidad absoluta este comportamiento se hace asintótico (ver Figura 45). Adicionalmente, se observó que esta compresibilidad presenta tanto mayores valores como mayor variación para el caso de las rocas con mayor densidad de micro-fracturas, lo cual quiere decir que la compresibilidad del grano es directamente proporcional al grado de fracturamiento y que por otra parte la sensibilidad a esfuerzos en esta propiedad también es directamente proporcional al contenido de fracturas en la roca; en la Figura 46 se muestra una caricatura explicando este comportamiento.

Figura 45. Comportamiento de la compresibilidad de los granos de acuerdo con la trayectoria de esfuerzos

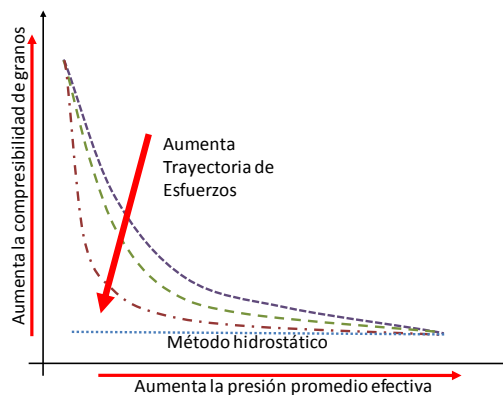
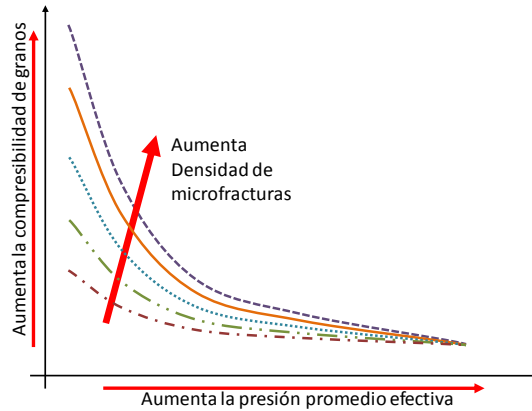


Figura 46. Comportamiento de la compresibilidad de los granos de acuerdo con la densidad de micro-fracturamiento



De acuerdo con esto, se planteó nuevamente una función inversa de los esfuerzos para modelar la compresibilidad de los granos, donde c y d son las constantes de ajuste ente ecuación y son funciones de la densidad de micro-fracturas y de la trayectoria de esfuerzos, respectivamente.

$$C_r = \frac{1}{c \sigma^d} \quad \text{Ec. 27}$$

6.3. COMPORTAMIENTO GENERAL DE LA COMPRESIBILIDAD TOTAL

Finalmente, el comportamiento observado en la compresibilidad total es similar al observado en la compresibilidad de los granos; de hecho, al igual que para el caso de la compresibilidad de los granos, la compresibilidad total disminuye con respecto al esfuerzo aplicado y a su vez la sensibilidad a esfuerzos de esta propiedad aumenta con la trayectoria de esfuerzos seguida por el medio. También se observó que a diferencia de la compresibilidad de los granos, la compresibilidad total evaluada a condiciones hidrostáticas no es similar a una constante, pero el

valor obtenido nuevamente corresponde con el mínimo evaluado (ver Figura 47). Ahora, con respecto a la relación entre la densidad de micro-fracturas y la sensibilidad a esfuerzos de la compresibilidad, se observó que la compresibilidad total también aumenta con la densidad de micro-fracturas de la roca, tal como se muestra en la Figura 48.

Figura 47. Comportamiento de la compresibilidad total de acuerdo con la trayectoria de esfuerzos

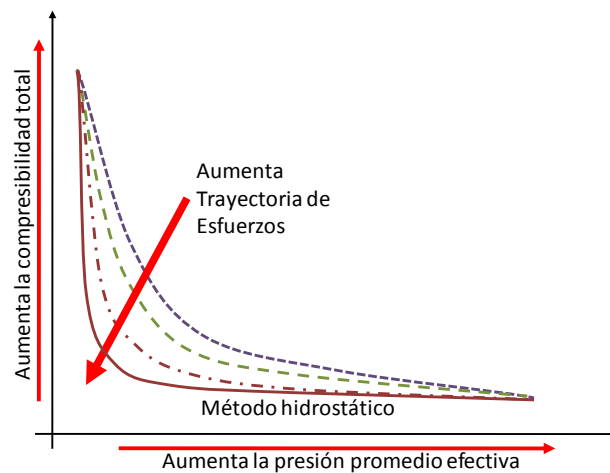
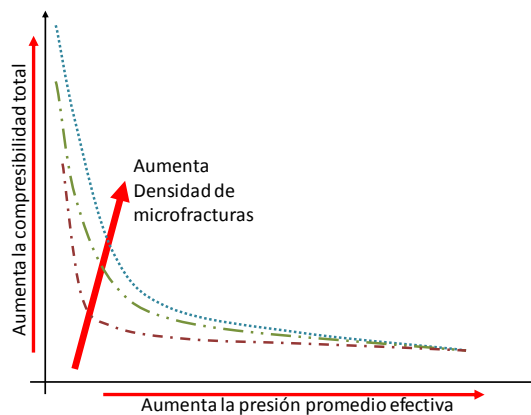


Figura 48. Comportamiento de la compresibilidad total de acuerdo con la densidad de micro-fracturamiento



De acuerdo con las observaciones realizadas, se construyó una función tipo inverso para relacionar el esfuerzo y la compresibilidad total (como la mostrada en la ecuación Ec. 28) donde las letras e y f corresponden a las constantes de ajuste de dicha ecuación y son en su orden, funciones de la densidad de micro-fracturas de la roca y de la trayectoria de esfuerzos seguida por la formación.

$$C_b = \frac{1}{e\sigma^f} \quad \text{Ec. 28}$$

6.4. DETERMINACIÓN DEL MODELO DE SENSIBILIDAD A ESFUERZOS

Con base en los datos obtenidos, se procedió determinar el modelo de sensibilidad de esfuerzos, para lo cual se utilizó la herramienta estadística del software Matlab, la cual permite realizar análisis estadísticos a conjuntos de datos. Durante el análisis se observó que existe correspondencia entre la permeabilidad y las compresibilidades y los esfuerzos aplicados, las trayectorias de esfuerzos seguidas y la densidad de micro-fracturas de las muestras. También se observó que existen relaciones cruzadas entre estos parámetros y posiblemente otras variables de interés que no fueron consideradas durante este diseño experimental. A continuación se presentan las ecuaciones que gobiernan el comportamiento observado experimentalmente (ver Tabla 14 y Tabla 15) y las curvas que presentan el comportamiento simulado con el modelo definido (ver Figura 49 a Figura 52).

Tabla 14 Ecuaciones del modelo de sensibilidad a esfuerzos de la permeabilidad para trayectoria de 0.67 y 0.5

	Nivel de Densidad de Micro-fracturamiento	Ecuación de sensibilidad a esfuerzos	Factor R²
Trayectoria 0.67	Berea Sandstone	$\kappa = -5.769 \times 10^{-8} * \zeta^6 + 3.333 \times 10^{-6} * \zeta^5 - 6.891 \times 10^{-5} * \zeta^4 + 5.967 \times 10^{-4} * \zeta^3 - 2.536 \times 10^{-3} * \zeta^2 - 3.996 \times 10^{-2} * \zeta + 1.042$	0.999
	Nivel bajo	$\kappa = -1.020 \times 10^{-7} * \zeta^6 + 7.552 \times 10^{-6} * \zeta^5 - 2.159 \times 10^{-4} * \zeta^4 + 2.841 \times 10^{-3} * \zeta^3 - 1.354 \times 10^{-2} * \zeta^2 - 7.508 \times 10^{-2} * \zeta + 1.085$	0.999
	Nivel medio	$\kappa = -1.194 \times 10^{-6} * \zeta^5 + 9.665 \times 10^{-5} * \zeta^4 - 3.045 \times 10^{-3} * \zeta^3 + 4.655 \times 10^{-2} * \zeta^2 - 3.623 \times 10^{-1} * \zeta + 1.341$	0.999
	Nivel alto	$\kappa = 1.820 \times 10^{-6} * \zeta^6 - 1.199 \times 10^{-5} * \zeta^5 + 3.136 \times 10^{-3} * \zeta^4 - 4.146 \times 10^{-2} * \zeta^3 + 2.912 \times 10^{-1} * \zeta^2 - 1.050 * \zeta + 1.764$	0.994

	Nivel de Densidad de Micro-fracturamiento	Ecuación de sensibilidad a esfuerzos	Factor R²
Trayectoria 0.5	Berea Sandstone	$\kappa = -3.360 \times 10^{-8} * \zeta^6 + 1.176 \times 10^{-6} * \zeta^5 + 5.642 \times 10^{-6} * \zeta^4 - 7.0197 \times 10^{-4} * \zeta^3 + 6.307 \times 10^{-3} * \zeta^2 - 2.725 \times 10^{-2} * \zeta + 1.022$	0.999
	Nivel bajo	$\kappa = -2.573 \times 10^{-8} * \zeta^6 + 2.131 \times 10^{-7} * \zeta^5 + 4.122 \times 10^{-5} * \zeta^4 - 1.189 \times 10^{-3} * \zeta^3 + 9.270 \times 10^{-3} * \zeta^2 - 4.715 \times 10^{-2} * \zeta + 1.041$	0.999
	Nivel medio	$\kappa = 1.217 \times 10^{-7} * \zeta^6 - 7.457 \times 10^{-6} * \zeta^5 + 1.746 \times 10^{-4} * \zeta^4 - 1.873 \times 10^{-3} * \zeta^3 + 7.153 \times 10^{-3} * \zeta^2 - 4.006 \times 10^{-2} * \zeta + 1.033$	0.999
	Nivel alto	$\kappa = -5.519 \times 10^{-2} * \zeta + 1.053$	0.999

Tabla 15 Ecuaciones del modelo de sensibilidad a esfuerzos de la permeabilidad para trayectoria de 0.25 y 0

Trayectoria 0.25	Nivel de Densidad de Micro-fracturamiento	Ecuación de sensibilidad a esfuerzos	Factor R2
	Berea Sandstone	$\kappa = -1.220 \times 10^{-7} * \zeta^6 + 5.701 \times 10^{-6} * \zeta^5$ $- 9.679 \times 10^{-5} * \zeta^4 + 5.753 \times 10^{-4} * \zeta^3$ $- 1.813 \times 10^{-3} * \zeta^2 - 2.504 \times 10^{-2} * \zeta + 1.004$	0.999
	Nivel bajo	$\kappa = -1.726 \times 10^{-7} * \zeta^6 + 9.217 \times 10^{-6} * \zeta^5$ $- 1.857 \times 10^{-4} * \zeta^4 + 1.695 \times 10^{-3} * \zeta^3$ $- 8.770 \times 10^{-3} * \zeta^2 + 2.374 \times 10^{-3} * \zeta + 1.005$	0.999
	Nivel medio	$\kappa = -1.463 \times 10^{-7} * \zeta^6 + 9.470 \times 10^{-6} * \zeta^5$ $- 2.294 \times 10^{-4} * \zeta^4 + 2.534 \times 10^{-3} * \zeta^3$ $- 1.388 \times 10^{-2} * \zeta^2 - 1.917 \times 10^{-3} * \zeta + 1.020$	0.999
	Nivel alto	$\kappa = - 5.478 \times 10^{-2} * \zeta + 1.059$	0.999

Trayectoria 0	Nivel de Densidad de Micro-fracturamiento	Ecuación de sensibilidad a esfuerzos	Factor R2
	Berea Sandstone	$\kappa = -1.028 \times 10^{-6} * \zeta^6 + 5.717 \times 10^{-5} * \zeta^5$ $- 1.239 \times 10^{-3} * \zeta^4 + 1.287 \times 10^{-2} * \zeta^3$ $- 6.617 \times 10^{-2} * \zeta^2 + 1.503 \times 10^{-1} * \zeta + 8.899 \times 10^{-1}$	0.998
	Nivel bajo	$\kappa = -5.393 \times 10^{-7} * \zeta^6 + 2.927 \times 10^{-5} * \zeta^5$ $- 6.179 \times 10^{-4} * \zeta^4 + 6.161 \times 10^{-3} * \zeta^3$ $- 3.037 \times 10^{-2} * \zeta^2 + 5.815 \times 10^{-2} * \zeta + 9.594 \times 10^{-1}$	0.999
	Nivel medio	$\kappa = -3.230 \times 10^{-7} * \zeta^6 + 1.830 \times 10^{-5} * \zeta^5$ $- 4.032 \times 10^{-4} * \zeta^4 + 4.140 \times 10^{-3} * \zeta^3$ $- 2.096 \times 10^{-2} * \zeta^2 + 3.009 \times 10^{-2} * \zeta + 9.811 \times 10^{-1}$	0.999
	Nivel alto	$\kappa = 2.314 \times 10^{-7} * \zeta^6 - 1.189 \times 10^{-5} * \zeta^5$ $+ 2.250 \times 10^{-4} * \zeta^4 - 2.089 \times 10^{-3} * \zeta^3$ $+ 9.475 \times 10^{-3} * \zeta^2 - 4.673 \times 10^{-2} * \zeta + 1.040$	0.999

Figura 49 Permeabilidad modelada para trayectoria de 0.67

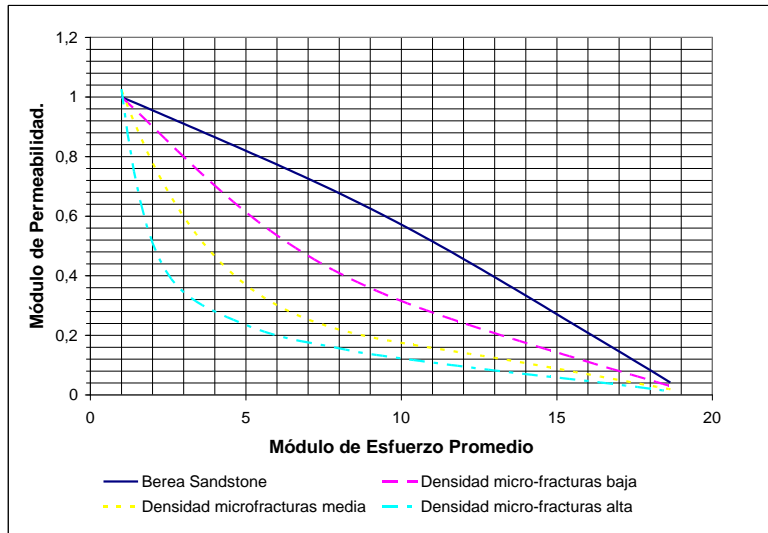


Figura 50 Permeabilidad modelada para trayectoria de 0.5

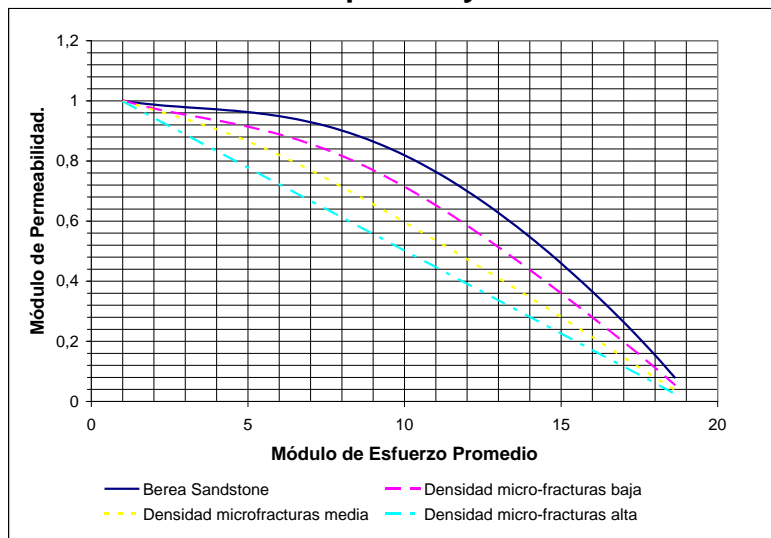


Figura 51 Permeabilidad modelada para trayectoria de 0.25

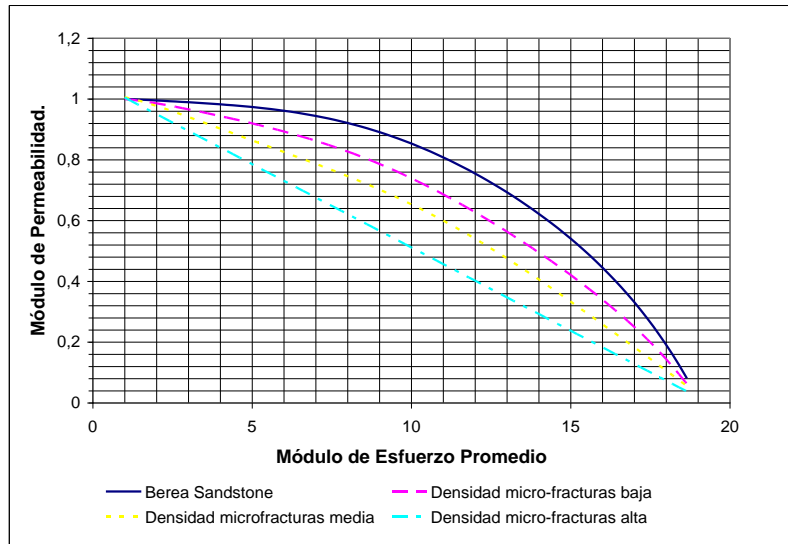
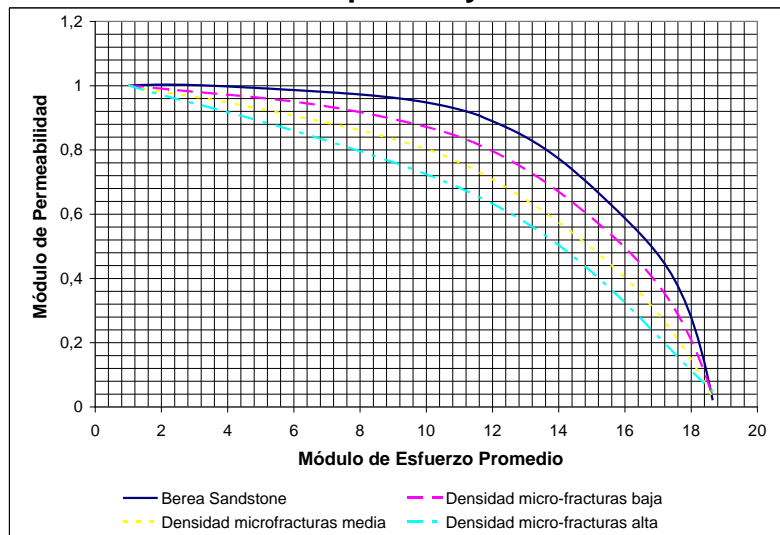


Figura 52 Permeabilidad modelada para trayectoria de 0

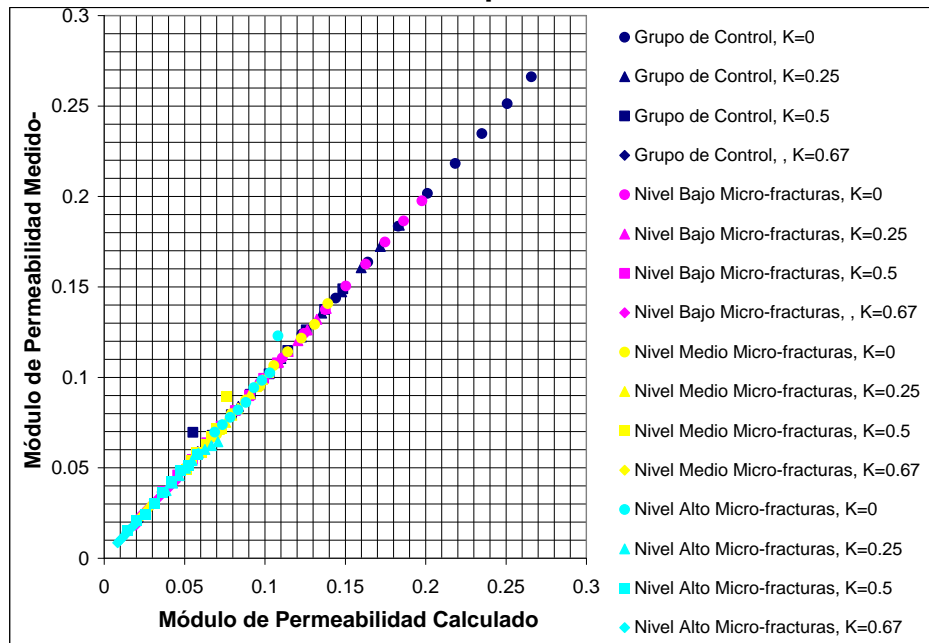


6.5. AJUSTE ENTRE EL MODELO Y LOS DATOS EXPERIMENTALES

Finalmente, con el fin de determinar el nivel de ajuste y la capacidad de predicción del modelo desarrollado, se realizó el cálculo de las diferentes propiedades a partir

de las ecuaciones del modelo (para las condiciones de los ensayos realizados) y se determinó la variación entre los valores calculados por el modelo y los valores medidos en los experimentos; se encontró que la variación promedio en la permeabilidad fue de 2.449%; en la Figura 53 se presentan los resultados obtenidos en los valores modelados y medidos respectivamente.

Figura 53. Permeabilidad modelada vs permeabilidad medida



Los resultados obtenidos permiten asegurar que la predicción del modelo propuesto se ajusta con una exactitud de 97% aproximadamente a los valores reales de la permeabilidad.

7. CONCLUSIONES

Con el desarrollo de este trabajo de investigación se llegó a las siguientes conclusiones inherentes tanto a la metodología desarrollada como a la aplicación realizada:

1. Se propuso una metodología robusta y novedosa que permite determinar la variación de la permeabilidad y la compresibilidad considerando como factores de importancia en dicha variación a la densidad de micro-fracturas y la trayectoria de esfuerzos. Esta metodología es aplicable a yacimientos que presenten micro-fracturas en su volumen poroso y donde se sospeche que dichas estructuras pueden ser sensibles a la variación de esfuerzos.
2. Se comprobó que es posible evaluar experimentalmente el efecto de los esfuerzos en la productividad de yacimientos de los campos Pauto, Floreña y Volcanera mediante la determinación de las variaciones de propiedades asociadas a la productividad sucedidas cuando se cambia la presión de poro, debido a que las formaciones en estudio son sensibles a esfuerzos y deformaciones.
3. Los resultados obtenidos permiten observar que existe una relación entre las propiedades petrofísicas evaluadas (compresibilidad de los granos, compresibilidad total y permeabilidad absoluta) y los esfuerzos, de manera que a medida que aumenta el esfuerzo promedio aplicado sobre la roca, estas propiedades disminuyen progresivamente y dicha progresión corresponde al tipo presentado por una ecuación de tipo inverso. Adicionalmente, se evidenció una relación directamente proporcional entre la sensibilidad a esfuerzos de la roca y la densidad de micro-fracturas.

4. Se observó que para el caso analizado existe una relación entre el medio poroso y la densidad de micro-fracturas, de manera tal, que la densidad de micro-fracturas y la porosidad de la roca son directamente proporcionales, adicionalmente, el valor de compresibilidad medido se ve afectado por la densidad de micro-fracturas, de manera que a mayor densidad de micro-fracturas es mayor la compresibilidad, este comportamiento es análogo al observado en la permeabilidad y finalmente, existe también una relación clara entre la variación de la permeabilidad, la compresibilidad de los granos, compresibilidad total y la trayectoria de esfuerzos seguida por el medio poroso de manera que a medida que aumenta dicha trayectoria, la sensibilidad a esfuerzos de estas propiedades es mayor.
5. La variación observada en la permeabilidad a las condiciones de yacimiento fue de 99.158% (respecto a los rangos de esfuerzos evaluados), esto indica que las rocas evaluadas pueden tener una variación de la productividad importante en la medida en que se reduce la presión de yacimiento durante la producción. También se determinó que la trayectoria menos favorable, en términos del descenso de la permeabilidad durante la producción es la trayectoria de 0, mientras que la más favorable es la de 0.67 (ya que es la que presenta la menor reducción de permeabilidad; sin embargo, esta trayectoria corresponde a la trayectoria identificada por los expertos como la trayectoria de menor estabilidad mecánica).
6. Los resultados encontrados indican que el control de la presión de yacimiento se convierte en un parámetro fundamental durante la producción de yacimientos con micro-fracturamiento, ya que mediante un adecuado control de esta característica del medio, se puede minimizar la reducción de permeabilidad y compresibilidad durante la etapa productiva del yacimiento y a su vez controlar la trayectoria de esfuerzos del yacimiento y a su vez la velocidad de cambio de la permeabilidad y la compresibilidad.

8. RECOMENDACIONES

Las siguientes recomendaciones surgen a partir de los resultados obtenidos durante este estudio.

1. Se recomienda incluir en la metodología el efecto de otras características como: densidad de granos y total, mineralogía; esto con el fin de facilitar la definición del modelo de variación de permeabilidades y compresibilidades; así mismo, se podría incluir el análisis de muestras tamaño “full core”, pruebas de presión y de registros de producción como parámetros de campo; esto con el fin de realizar el escalamiento de los valores de sensibilidad a esfuerzos medidos experimentalmente a las condiciones de campo y evidenciar en otras escalas el efecto que tiene el micro-fracturamiento en la productividad del yacimiento.
2. El modelo desarrollado puede ser utilizado para realizar curvas de ajuste de modelos de simulación con el fin de obtener simulación “pseudo-acoplada” a geomecánica y determinar el efecto que tiene la variación de las propiedades en las reservas y pronósticos de producción con el fin de optimizar el diseño de los diferentes esquemas de explotación en yacimientos sensibles a esfuerzos.
3. Finalmente, es importante evidenciar el comportamiento de la permeabilidad relativa respecto tanto a los estados de esfuerzos del yacimiento como a las trayectorias seguidas durante la producción y a la densidad de micro-fracturas; por esto se recomienda incluir en la metodología análisis donde se evalúe la permeabilidad relativa al aceite o al gas a condiciones triaxiales.

9. BIBLIOGRAFÍA

Advani Sunder H., Lee J.K. and Komar, Charles A. The Role of Rock Mechanics in Optimizing Devonian Gas Production From the Appalachian Basin. SPE Eastern Regional Meeting. Columbus, OH, USA. SPE#10370. pg 81-96. Nov 4-6 1981.

Barrero Darlo, Pardo Andrés, Vargas Carlos and Martínez Juan. Colombian Sedimentary Basins: Nomenclature, Boundaries And Petroleum Geology, A New Proposal en <http://www.anh.gov.co/es/index.php?id=81>. Bogotá, Colombia. 92 pp. ISBN 978-958-98237-0-5. 2007.

BP Exploration. Contratos de Asociación Santiago de las Atalayas Campo Cupiagua. Informe Técnico. 1998.

BP Exploration Company of Colombia. Well Sumary 2001.

BP Exploration Company of Colombia, Universidad del Valle. Estudio de la Sismicidad en el área de Cusiana – Cupiagua. Informe técnico. 1996.

Brandt H. A Study Of Speed Of Sound In Porous Granular Media. ASME Journal of Applied Mechanics. Volumen 22(4) pg 479-486. 1955.

Charlez Ph. A. Rock Mechanics: Volume 1, Theoretical Fundamentals. Paris, Francia. Éditions Technip. 333 pp. ISBN 2-7108-0585-5. 1991.

Chin L.Y., Boade R.R., Nagel B., Landa G.H. Numerical simulation of Ekofisk reservoir compaction and subsidence: Treating the mechanical behavior of the overburden and reservoir. Rock Mechanics in Petroleum Engineering. Delft, Netherlands. SPE# 28128. Ago 29-31 1994.

Cooper M.A., Addison F.T., Coral M., Alvarez R., Graham R.H., Hayward A.B., Howe S., Martinez J., Naar J., Peñas R., Pulham A.J. y Taborda A. Basin Development and Tectonic History of the Eastern Cordillera and Llanos Basin. Colombia. Informe Técnico. 1994.

Dienes J.K., Permeability, Percolation And Statistical Crack Mechanics. Issues In Rock Mechanics. American Institute of Mining, Metallurgical and petroleum Engineers. New York, NY, USA. pg 86-94. 1982.

Digby P.J. The Effective Elastic Moduli Of Porous Granular Rocks. ASME Journal of Applied Mechanics. Volumen 48(4) pg 803-808. 1981.

Edwards E., Farmer A., Fisheer Q., Henderson I., Knipe R., Allin N., Earnshaw J., White E. Faulting And Fluid Flow in the Cupiagua Field. Rock Deformation Research Group. Report 9924. 1994.

Fatt I. Compresibility Of Sandstones At Low To Moderate Pressures. Bulletin of the AAPG. Volumen 42(8) pg 1924-1957. 1958.

Gassmann F. Elastic Waves Through A Packing Of Spheres. Geophysics. Volumen 15(4) pg 673-685. 1951.

Geertsma J. Land Subsidence Above Compacting Oil And Gas Reservoirs. SPE Journal of Petroleum Technology. Volumen 25(6) pg 734-744. 1973.

Gilluly J and Grant U.S. Subsidence In The Long Beach Harbor Area, California. Bulletin of the Geological Society of America. Volumen 60(3) pg 461-530. 1949.

Giraldo Luis A., Chen Her-Yuan y Teufel L.W. Field Case Study of Geomechanical Impact of Pressure Depletion in the Low-Permeability Cupiagua Gas-Condensate Reservoir. Rocky Mountain Regional/Low Permeability Reservoirs Symposium. Denver, CO, USA. SPE#60297. 9 pp. Mar 12-15 2000.

Grupo de Modelamiento de Procesos Hidrocarburos. Impacto Del Modelamiento Geológico Y Su Relación Con Parámetros De Ingeniería En La Caracterización De Yacimientos Altamente Heterogéneos. Informe técnico convenio 329. ECOPETROL/ICP-Colciencias-UIS. Bucaramanga, Colombia. 2004.

Guéguen Y. and Dienes J. Transport Properties Of Rocks From Statistics And Percolation. Mathematical Geology. Volumen 21 pg 1-13. 1989.

Guenther K., Perkins S., Dale B., Pakal R., and Wylie P. South Diana, Gulf of Mexico, U.S.A.: A Case Study in Reservoir Management of a Compacting Gas Reservoir. International Petroleum Technology Conference. Doha, Qatar. SPE#10900. 21-23 Nov 2005.

Guerrero Habib J., Osorio José Gildardo, Teufel L.W. A Parametric Study of Variables Affecting The Coupled of Fluid-Flow/Geomechanical Processes in Stress-Sensitive Oil and Gas Reservoirs. SPE Asia Pacific Oil and Gas conference and exhibition, Brisbane, Australia. SPE#64407. 11 pp. Oct 16-18 2000.

Hadley, K. Comparison Of Calculated And Observed Crack Densities And Seismic Velocities In Westerly Granite. Journal of Geophysics Research. Volumen 81 pg 3484-3494. 1976.

Hall H.N. Compresibility Of Reservoir Rocks. Petroleum Transactions of the AIME. Volumen 198 pg 309-311. 1953.

Hashin Z. and Shtrikman S. Note On A Variational Approach To The Theory Of Composite Elastic Materials. Journal of Franklin Institute. Volumen 271(4) pg 336-341. 1961.

Heiland J. Permeability Of Triaxially Compressed Sandstone: Influence Of Deformation And Strain-Rate On Permeability. Pure and Applied Geophysics Volumen 160 pg 889-908. 2003.

Hill R. The Elastic Behavior Of A Crystalline Aggregate. Proceedings of the Physical Society of London. Volumen A65 pg 349-354. 1952.

Ito, Yoshiaki, Settari, Antonin, Kry, P.R., Jha, K.N. Development and Application of Pseudo-Functions for Reservoir Simulation To Represent Shear Failure During the Cyclic Steam Process. SPE International Thermal Operations Symposium. Bakersfield, CA, USA. SPE#25800. Feb 8-10 1993.

Johnson J.P., Rhett D.W. and Siemers W.T. Rock Mechanics Of The Ekofisk Reservoir In The Evaluation Of Subsidence. SPE Journal of Petroleum Technology. Volumen 41(7) pg 717-722. 1989.

Kachanov M.L. A Microcrack Model Of Rock Inelasticity, Part II: Propagation Of Microcracks. Mechanical Mathematics. Volumen I pg 29-41. 1982.

Keaney G.M.J, Meredith P.G. and Murrell S.A.F. Laboratory Study Of Permeability Evolution In Tight Sandstone Under Non-Hydrostatic Stress Conditions. SPE#47265. 1998.

Khan Mashiur, Teufel L.W. Prediction of Production-Induced Changes in Reservoir Stress State Using Numerical Model. SPE annual technical conference and Exhibition. Denver, CO, USA. SPE#36697. 11pp. Oct 6-9 2001.

Khan M., Teufel L.W. The Effect of Geological and Geomechanical Parameters on Reservoir Stress Path and Its Importance in Studying Permeability Anisotropy. SPE Annual technical conference and exhibition. Denver, CO, USA. SPE#66184. Oct 6-9 2000.

Khan M., Teufel L.W., Zheng Ziqiong. Determining the Effect of Geological and Geomechanical Parameters on Reservoir Stress path through Numerical Simulation. SPE annual technical conference and Exhibition. Dallas, TX, USA. SPE#6326. 11 pp. Oct 1-4 2000.

Kümpel Hans-Joachim. Thermo-Hydro-Mechanical Coupling In Fractured Rock. Birkhäuser Verlag. Hannover, Germany. pg 807-1161. ISBN: 3-7643-0253-4. 2003.

Lee H., Torres-Verdín C., and Sepehrnoori K. Coupled Pressure-Transient Behavior and Geomechanical Deformation in the Near-Borehole Region of Unconsolidated Clastic Rock Formations. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio, TX, USA. SPE#102904. Sep 24-27 2006.

Long Jane S.C., Aydin Atilla, Brown Stephen R, Einstein Herbert H., Hestir Kevin, Hsieh Paul A., Myer Larry R., Nolte Kenneth G., Norton Denis L., Olsson Olle L., Pillet Frederick L., Smith J. Leslie, McGillivray Peter R., Simon Brissenden, Bourne Stephen, Maron Karel, and Bakker Peter. Making Sense of the Geomechanical Impact on the Heavy-Oil Extraction Process at Peace River Based on Quantitative Analysis and Modeling. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio, TX, USA. SPE#102876. Sep 24-27 2006.

Montgomery Douglas C. Design And Analysis Of Experiments. Jhon Wiley & Sons. USA. 704 pp. ISBN 0-471-15746-5. 1997.

Morita N., Gray K.E., Srouji F.A.A. and Jogi P.N. Rock Property Change During Reservoir Compaction. 59th Annual Technical Conference and Exhibition. Houston, TX, USA. SPE#13099. 17pp. Sep 16-19 1984.

Nelson Ronald A. Geologic Analysis Of Naturally Fractured Reservoirs, Second edition. Gulf Professional Publishing. Woburn, MA, USA. 332 pp. ISBN 0-88415-317-7. 2001.

Ortiz Alberto, Carvajal Jenny, Cantillo José. Informe Técnico Impacto Geomecánico Y Yacimientos Naturalmente Fracturados. ECOPETROL S.A. Piedecuesta, Colombia. 2006.

Ong Seehong, Zheng Ziqiong and Chhajlani Richin. Pressure-Dependent Pore Volume Compressibility – A Cost Effective Log-Based Approach. SPE Asia and Pacific Improved Oil Recovery Conference. Kuala Lumpur, Malasia. SPE#72116. 11 pp. Oct 8-9 2001.

Rattia, Aquiles J., Ali, Farouq. Effect of Formation Compaction on Steam Injection Response. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. San Antonio, TX, USA., SPE#10323. 14 pp. Oct 4-7 1981.

Reiss L.H. The Reservoir Engineering Aspects Of Fractured Formations. Gulf Publishing Company, Editions Technip. Houston, TX, USA. ISBN 0-87291-303-0. 1980.

Rueda Jenny y Madero Hernán. Metodología Para Determinar Densidad De Microfracturas En Rocas Cuya Matriz Presenta Baja Anisotropía, A Partir De Parámetros Anisótropos: Aplicación A La Formación Mirador Del Campo Cupiagua, Piedemonte Llanero. Universidad Industrial de Santander, escuela de geología. 80 pp. 2006.

Ruistuen H., Teufel L.W. and Rhett D. Influence Of Reservoir Stress Path On Deformation And Permeability Of Weakly Cemented Sandstone Reservoirs. SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Denver, CO, USA. pg 266-272. SPE#56989 Oct 6-9 1999.

Sayers C., Den Boer L., Lee D., Hooyman P. and L R. Predicting Reservoir Compaction and Casing Deformation in Deepwater Turbidites Using a 3D Mechanical Earth Model. First International Oil Conference and Exhibition in Mexico, Cancun, Mexico. SPE#103926. Ago 31-2 Sep 2006.

Schutjens P.M.T.M., Hanssen T.H., Hettema M.H.H, Merour J., De Bree J.Ph., Coremans J.W.A. y Helliesen G. Compaction-Induced Porosity/Permeability Reduction In Sandstone Reservoirs: Data and Model For Elasticity-Dominated Deformation. SPE annual technical conference and exhibition, New Orleans, LA, USA. SPE#71337. 16 pp. Sep 30-3 Oct 2001.

Simpson G.D.H, Guéguen Y and Schneider F. Analytical Model For Permeability Evolution In Microcracking Rock. Pure and applied Geophysics. Volume 160, pg 999-1008. 2004.

Stearns D.W and Friedmand M. Reservoirs In Fractured Rock In Stratigraphic Oil And Gas Fields Classification, Exploration Methods And Case Histories. American Association of Petroleum Geologists Memories. pg 82-106. 1972.

Teufel, L.W., Rhett, D.W. Geomechanical Evidence for Shear Failure of Chalk During Production of the Ekofisk Field. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, TX, USA. SPE#22755. pg 905-912. Oct 6-9 1991.

Teufel, L.W., Rhett, D.W., Farrell, H.E., Lorenz, J.C. Control of Fractured Reservoir Permeability by Spatial and Temporal Variations in Stress Magnitude and Orientation. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, TX, USA. SPE#26437. 11 pp. Oct 3-6 1993.

Thallak, S.G., Holder, Jon, Gray, K.E. Deformation Effects on Formation Damage During Drilling and Completion Operations. SPE Production Operations Symposium, Oklahoma City, OK, USA. SPE#25430. Mar 21-23 1993.

Thomsen L. Entendimiento De La Anisotropía Sísmica En Exploración Y Explotación. Boletín AMGE. Volumen 41 número 4. Dic 2002.

Thomsen L. Weak Elastic Anisotropy. Geophysics. Tulsa, OK, USA. Volumen 51 pg 1954-1966. 1986.

Thomsen L., Brown Duncan, Crowley Kevin, Mathis Amelia B, Lewallen Wendy, Smeallie Peter H., Estep Jennifer T., Johnson Helen, Clarendon Susanna, Feist Theron, Shevitz Beth. Rock Fractures And Fluid Flow Contemporary Understanding And Applications. Committee on Fracture Characterization and Fluid Flow, US National Committee for Rock Mechanics. National Academy Press. Washington DC, WA, USA. 551 pp. ISBN: 0-309-04996-2. 1996.

Van Golf-Racht T.D. Developments In Petroleum Science, 12 Fundamentals Of Fractured Reservoir Engineering. ELSEVIER Scientific Publishing Company, New York, NY, USA. ISBN: 0-444-42046-0 (volumen 12) y 0-444-41625-0 (serie) 710 pp. 1985.

Wang Zhijing, Nur Amos and Levin Franklyn K. Seismic And Acoustic Velocities In Reservoir Rocks Volume 2, Theoretical And Model Studies, Geophysics Reprint Series # 10. Society of Exploration Geophysicists. 457 pp. ISBN 0-931830-00-1 (serie) e ISBN 1-56080-56-9 (libro). 1992.

Wright, C.A., Conant, R.A., Golich, G.M., Bondor, P.L., Murer, A.S., Dobie, C.A. Hydraulic Fracture Orientation and Production/Injection Induced Reservoir Stress Changes in Diatomite Waterfloods. SPE Western Regional Meeting. Bakersfield, CA, USA. SPE#29625. Mar 8-10 1995.

Zhu W and Wong T.F. The Transition From Brittle Faulting To Cataclastic Flow: Permeability Evolution. Journal of Geophysical Research. Volumen B102 pg 3027-3041. 1997.

Zhu W. and Wong T.F. Network Modeling Of The Evolution Of Permeability And Dilatancy In Compact Rock. Journal of Geophysics Research. Volumen 104 pg 2963-2971. 1999.

Zimmerman R.W., King M.S. and Monteiro P.J.M. The Elastic Moduli Of Mortar As A Porous-Granular Material. Cement and Concrete Research. Volumen 16(2) pg 239-245. 1986.

Zimmerman R.W. Compresibility Of Sandstones. Elsevier Science Publishers B.V. Amsterdam, Holanda. 173 pp. ISBN 0-444-88325-8. 1991.

Zoback M.D., Reservoir Geomechanics: Earth Stress and Rock Mechanics Applied to Exploration, Production and Wellbore Stability. New York Cambridge University Press. 449 pp. 2007.

Zoback M.D. and Byerlee J.D. The Effect Of Mycrocrack Dilatancy On The Permeability Of Westerly Grinite. Journal of Geophysical Research. Volumen 80(5) pg 752-755. 1975.